



Argentina y el factor gas

Hacia fines del año 2004 existía en Argentina poca preocupación sobre la eventualidad de una crisis energética, al margen de algunas opiniones que resaltaban el hecho de que la crisis contractual con las petroleras –y, en particular, el congelamiento tarifario del gas natural por debajo de costos económicos en 2002* –podría repercutir en cuellos de botella en inversión y producción que desembocaran en situaciones de escasez en el sector energético.

Frente a la evidencia que se acumulaba gradualmente sobre el congelamiento de las inversiones y el estancamiento de la producción, el gobierno argentino negó la existencia de una previsible crisis y al mismo tiempo osciló entre dos explicaciones: baja respuesta de oferta “porque las empresas no hicieron las inversiones requeridas” y el fuerte crecimiento de la demanda de energía por el elevado crecimiento económico y por una “política de integración poco adecuada”.

*La Ley de Emergencia Económica de 2002 convirtió el precio que se podía cobrar para el gas natural al consumidor final en pesos usando una tasa de cambio ficticia de uno a uno. Además dicha ley congeló las tarifas que podían cobrar las empresas de transporte de gas y las distribuidoras.

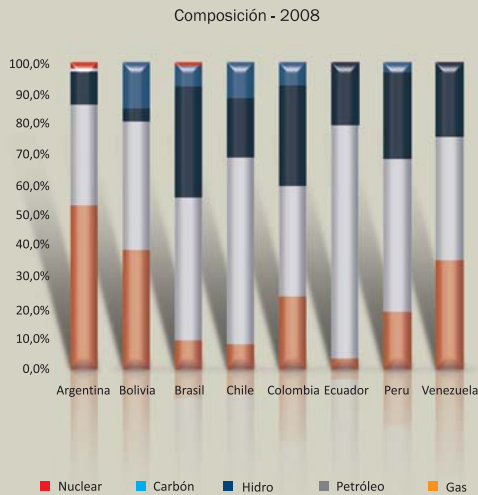
En el año 2004 el gobierno argentino se vio finalmente forzado a reconocer la crisis energética y a aplicar restricciones –tanto en volumen como en precio– sobre las exportaciones a Chile, incumpliendo así unilateralmente sus compromisos contractuales por un lado y, eventualmente, enfrentando además la disyuntiva de importar gas natural.

Aunque Argentina cuenta aún hoy con reservas probadas de gas natural suficientes para cubrir su consumo interno por los próximos nueve años, el congelamiento de tarifas y, consecuentemente, de las inversiones, derivó en un acelerado crecimiento del consumo interno, en el estancamiento de la producción y, como consecuencia, en la suscripción ya en abril de 2004, de un acuerdo “temporal” de importación de gas boliviano.

Este acuerdo temporal, después de repetidas ampliaciones y renovaciones, concluyó en junio de 2006 con la suscripción de un contrato de compra-venta de 20 años con YPF, que contempla la importación de hasta 27.7 MMmcd de gas boliviano a través del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA).

Argentina pasaba así de ser un país con excedentes gasíferos exportables a convertirse en un importador de gas natural.

Región: Consumo de energía primaria



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Sin embargo, ante las irrefutables evidencias y consecuencias de la crisis energética, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas a partir de 2006, tendientes a revertir el estancamiento de la inversión en exploración y desarrollo petrolero y la declinación de la producción.

Es previsible que la factibilidad técnica y económica del GNEA y el eventual crecimiento de las exportaciones bolivianas de gas natural a ese mercado estén sujetos, evidentemente, a la efectividad de las iniciativas que el país vecino viene adoptando en el sector de los hidrocarburos y al crecimiento previsto de su demanda interna.

Argentina en el contexto regional

La relevancia de Argentina en el ámbito gasífero regional ha sido históricamente indiscutible en términos de reservas, producción y consumo.

El desarrollo de su industria petrolera, con su temprano énfasis en la incorporación del gas natural a su matriz energética precede, de lejos, cualquier esfuerzo similar en la región. Mientras que a fines de los años 80, países como Brasil, Chile y Bolivia iniciaron esfuerzos concertados por incorporar el gas

natural en sus procesos de desarrollo productivo, en Argentina para entonces, éste ya había alcanzado una participación de casi el 50% dentro de su matriz de consumo de energías primarias. A 2008, el gas natural representa el 53.6% de su matriz energética.

Reservas de gas

La evolución histórica de las reservas de gas natural argentinas muestra, de manera similar, un temprano desarrollo en comparación a la de sus vecinos, habiendo alcanzado un primer pico de 27.3 TCF en 1998 y un segundo tope, de 27.5 TCF, en 2000. Como se abordará más adelante, las políticas hidrocarbúferas internas

aplicadas a partir de 2002, el congelamiento de tarifas de gas natural para el mercado interno, el precipitado crecimiento de la demanda interna que éstas han promovido y la resultante contracción de la inversión petrolera, han generado una acelerada declinación de las reservas probadas a partir de 2001, equivalente a -48.8%, hasta llegar a sólo 14.1 TCF a fines de 2008.

Sin embargo, a lo largo de las décadas de los 80's y 90's, fueron las reservas probadas de Argentina las que ocuparon el segundo lugar en América del Sur, situándose significativamente por encima de las de Bolivia y Trinidad y Tobago durante dicho período.

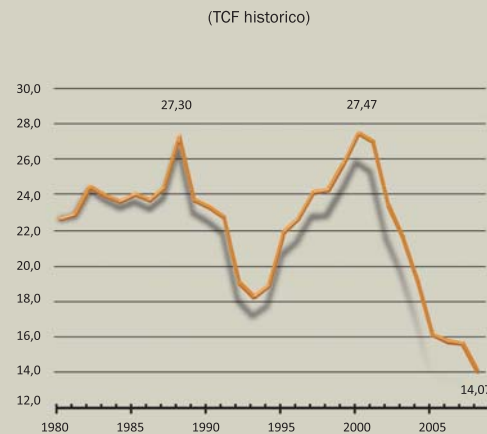
Las reservas de Venezuela han ocupado, y continúan ocupando hoy, un primer lugar significativamente mayor y de otro orden de magnitud que las del resto de los países del subcontinente.

Como resultado de la rápida contracción de las inversiones sectoriales, especialmente en exploración, de la declinación de reservas probadas y ante un ritmo de crecimiento del consumo interno, incentivado por el congelamiento de tarifas a partir de 2002, la relación reservas/producción de Argentina se deterioró rápidamente, pasando del equivalente de más de 27 años de consumo en 1990 a sólo 9 años en 2008.

En los últimos ocho años, además, Argentina cedió su segunda posición en términos de reservas probadas de gas natural a escala regional hasta colocarse en cuarto lugar, detrás de Bolivia y Trinidad y Tobago.

El sostenido crecimiento de la demanda interna de gas natural y los esfuerzos poco eficaces por mantener el mismo ritmo de expansión de la producción, se reflejan de manera dramática en los volúmenes cada vez menores de excedentes disponibles: mientras éstos alcanzaron un pico de 19.0 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) en promedio en 2004, a fines de la gestión 2008,

Argentina: reservas probadas



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

sólo cuatro años más tarde, habían desaparecido por completo.

En comparación con la demanda interna que creció en casi 40 MMmcd entre 2002 y 2008, de 82.9 MMmcd a 121.5 MMmcd, la producción neta durante el mismo período pasó de 98.9 MMmcd a 120.4 MMmcd, un crecimiento de 21.5 MMmcd equivalentes a sólo el 55.6% del crecimiento en la demanda interna.

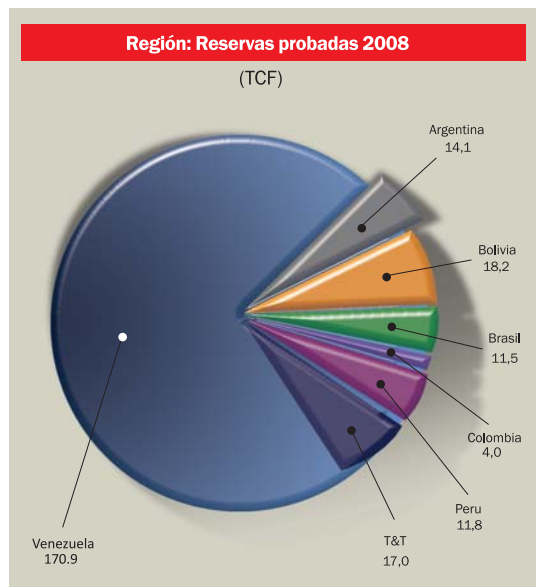
En 2008, la producción argentina de gas natural representó casi el 30% del total de la producción neta de los países en consideración, incluidos Venezuela, Trinidad y Tobago, Bolivia y Brasil.

En cuanto a consumo, Argentina constituye, indiscutiblemente, el principal mercado para gas natural de la región. Sin embargo, dado el estancamiento de la producción interna, la realidad económica -que necesariamente deberá enfrentar ante eventuales importaciones a precios internacionales- y la ya alta participación del gas natural en su matriz de energía primaria, el mercado argentino debe considerarse un mercado "maduro" cuyas tasas de crecimiento a futuro podrán reflejar el crecimiento vegetativo de la economía.

Sin embargo, estas tasas de crecimiento no corresponden a las experimentadas en los últimos seis años o las que proyectan

razonablemente por ejemplo, para el mercado brasileño, cuyo consumo ya ha experimentado una acelerada expansión desde 25.8 MMmcd en 2000 a 68.9 MMmcd en 2008.

En el último año, el consumo de gas natural en Argentina, de 121.5 MMmcd, abarcó el 31.6% del consumo regional, significativamente mayor que el de Venezuela, de 88.5 MMmcd, o el de Brasil, que aún representa sólo el 17.9% del consumo regional a pesar de contar con una economía cinco veces mayor que la de Argentina, similar ingreso per cápita, pero un consumo final de energía per cápita aún 35% menor que el de Argentina.



Evolución reciente: pozos, producción y consumo

A primera vista, la evolución del número de pozos perforados en Argentina durante los últimos ocho años no parecería haberse alejado significativamente de un promedio de 1,190, número que en el contexto regional es, desde toda perspectiva aparente, absolutamente envidiable. Sin embargo, una revisión más minuciosa de las estadísticas y de la naturaleza de las perforaciones realizadas permite identificar una tendencia en las recientes inversiones que no solamente ha



elevado una voz de alerta entre los analistas petroleros del vecino país, sino que explican en gran parte la fuente de la declinación en reservas y el consecuente estancamiento en la producción.

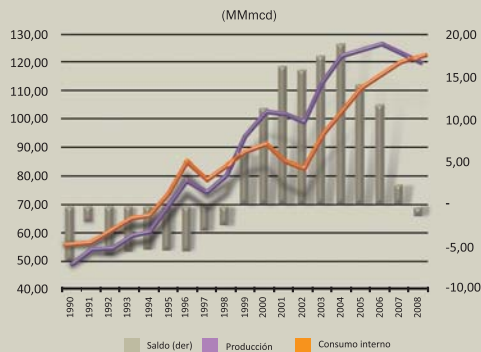
Aunque, como se ha expresado anteriormente, el número de pozos perforados en el país se mantuvo relativamente estable a lo largo de los últimos ocho años, el porcentaje de pozos improductivos se redujo de un ya improbable -según estándares de la industria petrolera mundial- 8.5% en 2000 a un 2.4% y 2.8% en 2007 y 2008 respectivamente, siguiendo una tendencia de constante declive durante el período.

BG BOLIVIA



Gas natural, progreso para todos.

Argentina: producción y consumo interno



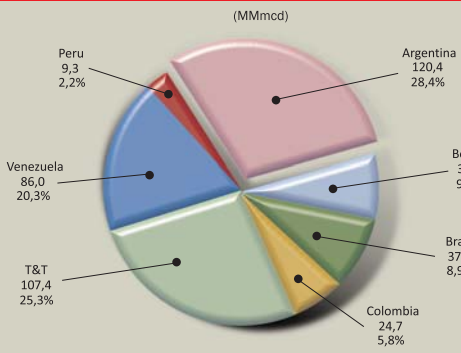
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Elo se refleja previsiblemente, por la caída de las inversiones en perforación exploratoria en Argentina desde fines de la década pasada: contra un promedio de alrededor de 100 pozos exploratorios perforados anualmente entre 1980 y 1995, el promedio de pozos exploratorios

a partir de 2000 no ha pasado de 45, habiendo bajado inclusive a un mínimo de 25 en 2003.

Como habría de esperarse, dado el limitado rédito que implica en boca de pozo el congelamiento de tarifas de gas natural en niveles significativamente inferiores a los

Región: producción neta 2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

obtenibles por la misma inversión en mercados internacionales no subsidiados, y tal como lo expresara el Instituto Argentino de la Energía en una reciente publicación:

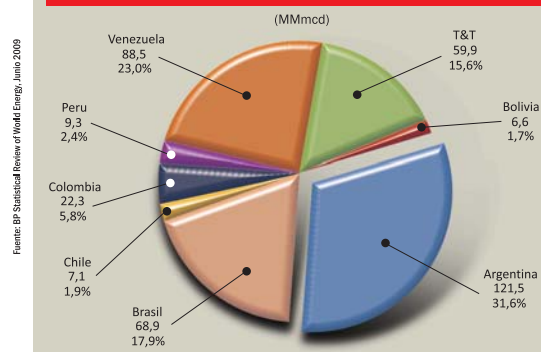
"Esto parece indicar que la política de exploración en Argentina es como un juego de tiro a un blanco a corta distancia, un golpe seguro, pero con escasas recompensas..."

"La estrategia parece ser clara: hacer menos pozos, asumiendo menores riesgos. El resultado es evidente: una muy baja incorporación de reservas", y junto a ella, el eventual, pero previsible estancamiento de la producción bruta de gas natural en niveles que, entre 2000 y 2009, no han variado significativamente de un promedio de 136 MMmcd y que a partir de 2004, año de pico de producción, ha declinado año tras año desde los 142.6 MMmcd a 134.6 MMmcd a agosto de 2009.

La evolución mensual del consumo interno desde 2004 a la fecha, continuó creciendo a un ritmo promedio de 5.3 MMmcd por año.

Aunque en 2008 el crecimiento del consumo se redujo significativamente, a sólo 0.4 MMmcd sobre 2007 en promedio, a julio de 2009, según los últimos datos disponibles, el crecimiento de la demanda se encuentra nuevamente, en promedio, 3.4 MMmcd por encima de la registrada en similar período en 2008.

Región: consumo 2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

En otras palabras, mientras que el consumo interno de gas natural en Argentina creció a una tasa anual de 6.6% entre 2002 y 2008, la producción creció a sólo 3.3% por año.

Mientras que la producción entre 2004 y 2008 se contrajo en 2.24 MMmcd, el consumo creció en 17.9 MMmcd durante el mismo período.

Exportaciones de gas

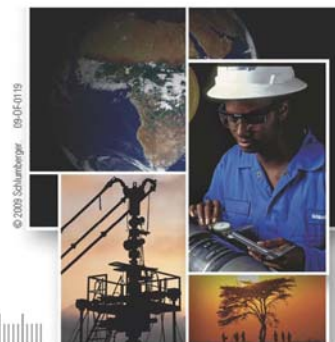
De manera previsible, los decrecientes márgenes excedentarios de producción a partir de 2004 derivaron en un rápido colapso de las exportaciones de gas natural de Argentina hacia sus vecinos.

Las exportaciones, que en 2004 alcanzaron un pico de 19.9 MMmcd, cayeron en sólo cuatro años, a 2.6 MMmcd en 2008, una contracción equivalente a 86.9%.

Mientras que las exportaciones de gas natural a Brasil fueron suspendidas a partir de junio de 2008 después de que alcanzaran un máximo de 2.4 MMmcd en octubre de 2006, y las destinadas a Uruguay cayeran de un pico de 0.39 MMmcd en septiembre de 2006 a 0.07 MMmcd en marzo de 2008, los envíos a Chile, que en febrero de 2004 habían alcanzado un pico de 21.01 MMmcd, colapsaron en 2008 a un promedio de 1.90 MMmcd.

Los resultantes racionamientos de gas natural en Chile a partir de 2005, que alcanzaron niveles críticos en 2007 y 2008, impactaron profundamente al país y a todos aquellos sectores económicos que habiendo apostado al gas natural como fuente energética y habiendo

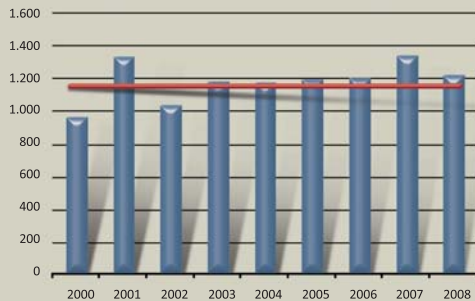
Experiencia mundial—
servicios especializados



Schlumberger y Bolivia.
Una alianza basada en la experiencia y la colaboración.

Schlumberger

Argentina: pozos perforados

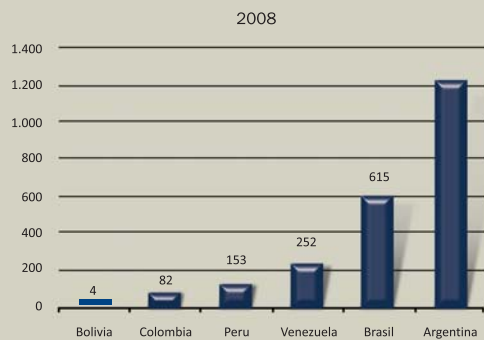


Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

confiado en la seriedad de los contratos suscritos con Argentina enfrentaron a partir de 2004 el intempestivo y progresivo incumplimiento de los compromisos y responsabilidades contractuales asumidas por sus proveedores argentinos.

Como contrapartida del colapso de sus exportaciones, en 2004 Argentina se vio en la necesidad de reactivar las importaciones de gas natural boliviano que entre 1999, (año de vencimiento del contrato suscrito en 1972) y 2003 se habían mantenido en un

Región: pozos perforados



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

promedio de sólo 0.17 MMmcd, gracias a pequeñas exportaciones directas de Pluspetrol desde los campos de Bermejo y Madrejones.

A partir de 2004, en base al Acuerdo Temporario de Venta suscrito en abril de ese año y que eventualmente derivaría en el Contrato de Compra-Venta de octubre de 2006, las importaciones desde Bolivia se incrementaron rápidamente a un promedio de 4.0 MMmcd entre 2005 y finales de 2009.

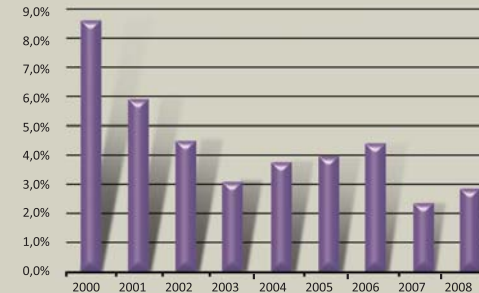
A principios de 2008, Argentina aceleró la construcción en el puerto de Bahía Blanca (al sur de la Provincia de Buenos Aires) de instalaciones para la recepción de Gas Natural Licuado (GNL) a través de buques de regasificación.

Las cinco cargas de GNL procedente de Trinidad y Tobago programadas para entrega entre junio y septiembre de 2008, a ser regasificadas a un ritmo aproximado de 8 MMmcd para inyección al sistema argentino de transporte.

Las importaciones de GNL a través de Bahía Blanca durante los meses de consumo pico en el mercado argentino entre junio y septiembre de 2008, promediaron 3.3 MMmcd, a un precio promedio cercano a los \$us 17 por millón de BTU (MMBtu) y 4.9 MMmcd en 2009 a precios significativamente menores, de \$us 6.87 por MMBtu en agosto pasado como efecto de la reciente evolución del precio internacional del GNL, cuyo referente Henry Hub, que entre

Argentina: pozos improductivos

(% sobre el total de pozos perforados)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

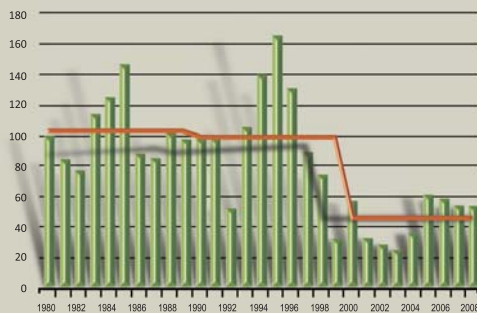
junio y septiembre de 2008 promedió \$us 9.91 por MMBtu, a junio-septiembre de 2009 había caído a \$us 3.57 por MMBtu.

Junto al gas natural proveniente de Bolivia, las importaciones argentinas de gas natural pasaron de 4.62 MMmcd en promedio en 2007, a 8.11 MMmcd en promedio a septiembre de 2009, habiendo alcanzado un pico de 12.92 MMmcd en julio, tomando en cuenta ambas fuentes.

En resumen, y tal como concluye el Instituto Argentino de la Energía:

“Argentina ha incumplido los compromisos de exportación a países hermanos, y lo que es más

Argentina: pozos exploratorios



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

grave, se encuentra durante gran parte de los últimos años con la necesidad de sustituir combustibles en una estructura claramente destinada a operar con este fluido, reduciendo su eficiencia económica y asumiendo costos mayores".

"Aquel autoabastecimiento, del que se hizo un objetivo estratégico, hoy ya no existe como tal".

Medidas paliativas

Además de las fuertes restricciones aplicadas a partir de 2004 a los volúmenes de

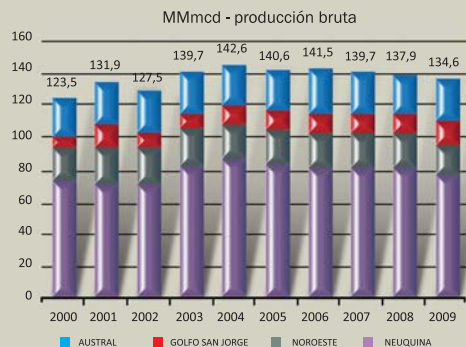
exportación de gas natural, el gobierno argentino impuso escalonadamente una serie de medidas complementarias destinadas, por un lado, a desincentivar la exportación - inclusive de posibles excedentes de gas natural- y a compensar los crecientes costos de importación de gas natural boliviano y, a partir de 2008, de GNL y, por otro, a incentivar tanto la sustitución del gas natural por otros combustibles así como las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos en su territorio.

A mediados de 2004, invocando las provisiones de la Ley 24.076 de Regulación del Transporte y Distribución de Gas Natural de mayo de 1992, que establecía que las exportaciones argentinas de gas natural "deberán en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional en la medida que no se afecte el abastecimiento interno", el Gobierno argentino comenzó a negar permisos de exportación.

Paralelamente, introdujo una "retención", o impuesto, del 20% a las exportaciones de gas natural "en una nueva medida de recaudación de fondos que le permitan financiar obras de infraestructura y encarar su crisis energética".

Posteriormente, en julio de 2006, a través de la Resolución 534, el Ministerio de Economía y Producción estableció que la

Argentina: producción por cuenca



Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, República Argentina

Argentina: Exportaciones a Chile



Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, República Argentina

retención sobre las exportaciones no se calculará en adelante sobre el precio acordado contractualmente entre comprador y vendedor, sino sobre "el precio fijado para esta mercadería por el Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia para la Venta de Gas Natural de fecha 29 de junio de 2006".

El efecto concreto de la medida representó un ajuste unilateral de la "base imponible" o "precio base" sujeto a retención aplicable a las exportaciones de gas natural que, en términos prácticos, equivalía a un incremento de \$us 2.00 en el precio mínimo de exportación, a \$us 4.50 a 5.00 por MMBtu.

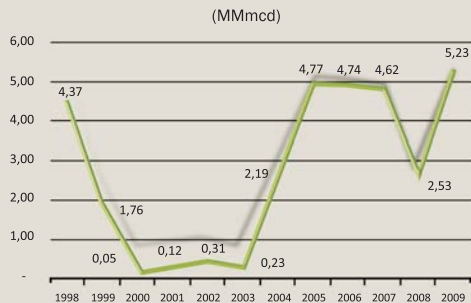
ORGULLOSOS DE NUESTRA HISTORIA
PREPARADOS PARA EL FUTURO

El orgullo que acompañó nuestra historia nos guía para emprender nuevos desafíos. Hoy, más que nunca, estamos preparados para combinar nuestra experiencia con nuestro espíritu innovador y ofrecer soluciones con Servicios Integrados que aporten valor a cada uno de nuestros clientes en todo Latinoamérica.

Carretera a Cotoca KM 8.1/2 S/N Zona Este
Casilla Postal: 222
SANTA CRUZ DE LA SIERRA - BOLIVIA
Telf. Piloto 3-362-5222 - Fax 3-365223

www.sanantoniointernacional.com

Importaciones desde Bolivia



Adicionalmente, modificó la tasa de retención aplicable, de 20% a 45%, "para compensar el costo fiscal por vender el fluido al mercado interno a un valor menor que el nuevo precio de importación del gas boliviano".

Finalmente, mediante Resolución 127 del 10 de marzo de 2008 el

Ministerio de Economía y Producción incrementó nuevamente la tasa de retención al 100% e instruyó a la Dirección General de Aduanas para que aplique "como base de valoración de las exportaciones de gas natural, el precio más alto establecido para esta mercadería

en los contratos de importación de gas natural a la República Argentina aplicables en cada momento".

En aplicación de las referidas resoluciones, el precio de exportación del gas natural, que hasta entonces había mantenido una correlación estrecha con el precio establecido para el mercado interno, a partir de julio de 2006 empezó a divergir en magnitudes cada vez mayores. En agosto de 2008, tras la llegada del primer embarque de GNL a Bahía Blanca, el diferencial del precio de exportación, de \$us 23.14 por MMBtu, alcanzó los \$us 21.59 por MMBtu sobre el precio establecido para el mercado interno, de \$us 1.55 por MMBtu.

En marcado contraste con las extremas fluctuaciones del precio de exportación de gas natural registradas a partir de 2007, el precio para el mercado interno, que en julio de 2006 se encontraba en \$us 1.18 por MMBtu, a junio de 2009 sólo había variado hasta \$us 1,48 por MMBtu.

Entre otras medidas paliativas adoptadas por el gobierno argentino se encuentran:

- El "Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011", homologado a través de la Resolución 599 de la Secretaría de Energía en junio de 2007, por la cual se reasignan a las compañías productoras cuotas de abastecimiento a diferentes segmentos del mercado interno a

Argentina: evolución precios gas natural

(\$US/MMBtu - mercado interno)



cambio de permitírseles negociar la colocación de excedentes de producción, si estos existieran, con clientes industriales a precios más atractivos que los establecidos en 2002.

- El "Programa de Energía Total" lanzado en julio de 2007 mediante la Resolución

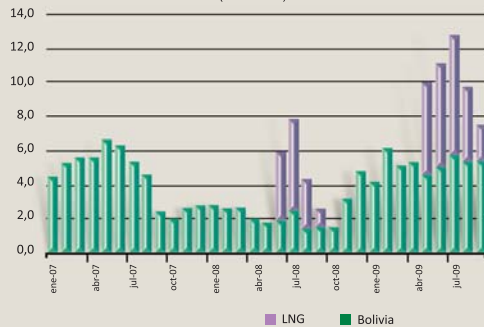
Nº 459, que "tiene como objetivo (...) continuar incentivando la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica".

- El programa de incentivo a la producción de gas natural "Gas Plus", homologado en marzo de 2008 a través de la Resolución 024 de la Secretaría de Energía, ampliado y flexibilizado en septiembre de 2008 (Res. 1031/08) y en noviembre de 2009, que apunta a "implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción (...) en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicione a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos".

Al amparo del programa "Gas Plus" y sus posteriores ampliaciones, la norteamericana Apache y la francesa Total obtuvieron la

Gas natural: importaciones

(MMmcd)



aprobación de la Secretaría de Energía para comercializar el gas incremental producido a precios significativamente mayores que los vigentes desde 2002. Los precios aplicables a la producción adicional se han establecido entre \$us 3.00 a \$us 7.00 por MMBtu, muy por encima de los \$us 1.60 a \$us 2.00 por MMBtu que aún recibe en promedio una petrolera en Argentina.

Como resultado de la más reciente versión del programa, designado "Gas Plus III", homologado a través de la Resolución 695/2009, los precios de provisión y compra de gas natural podrán dirimirse entre las compañías petroleras y los grandes usuarios bajo parámetros económicos acordes con los costos de explotación de campos, cuyas características se ciñan a las establecidas por el programa y, por ende, en condiciones que generen al inversionista una rentabilidad apropiada.

La cartera de Energía espera incrementar la producción de gas natural en 6 MMmcd hasta 2012 gracias a la puesta en marcha de entre 30 y 40 nuevos proyectos de producción.

Esa cifra equivale a casi la misma cantidad de gas que se debería importar desde Bolivia: "De acuerdo con la información que manejamos de las empresas, estimamos inversiones para aumentar la producción de gas a partir de la nueva norma en torno a los \$us 900 millones", informaba esta cartera de Estado.

En otro ámbito, Argentina ha venido explorando varias alternativas para suplementar la producción interna de gas natural desde sus cuencas tradicionales a través de la incorporación de cuencas no tradicionales, aún no plenamente conectadas al sistema troncal de transporte, y a través de la ampliación futura de su capacidad de regasificación de GNL.

A un costo de \$us 265 millones y programado a entrar en operación a mediados de 2010, TGS, la operadora del sistema troncal de transporte del sur argentino, dio inicio en noviembre a la construcción del Gasoducto Transmagnético que interconectará a TGS con las provincias gasíferas de Tierra del Fuego en el extremo sur del país.

La obra, que TGS ejecuta por cuenta y orden de Enarsa, hará factible poner en plena producción los yacimientos petroleros costa afuera Carina y Aries, los cuales contienen reservas recuperables de más de 80.000 barriles de petróleo y 18.000 millones de metros cúbicos de gas (3,5 TCF).

Inicialmente, el nuevo ducto transportará un volumen de 5 MMmcd, y "cuenta con potencial de llegar a triplicar esa cifra de gas inyectado al nuevo cruce submarino que reforzará el volumen transportado por el gasoducto General San Martín, en

operación desde 1978 entre Tierra del Fuego y la provincia de Santa Cruz", reportaba la Estatal Enarsa. Adicionalmente, Enarsa, en asociación con PDVSA (49%), se encuentra realizando los estudios de ingeniería para la construcción de una planta de regasificación de GNL en Bahía Blanca.

La instalación, programada a entrar en operación en 2014, tendrá la capacidad de inyectar al sistema de gasoductos troncales un volumen, en una primera fase, de 10 MMmcd.

Según las autoridades argentinas a cargo del proyecto, la viabilidad económica del proyecto está asegurada "si se tiene en cuenta que durante 2008 -por un equivalente de 350 MMmc regasificados- se desembolsaron entre el precio del GNL importado en buques metaneros, el alquiler del buque regasificador (Excelsior), el pago de fletes y seguros, un total de \$us 530 millones, mientras que en este invierno el costo total de esa operación estacional de GNL obligó a erogar algo más de \$us 350 millones.

Recientemente, se dio a conocer que el Gobierno chileno emitió un decreto que permitiría vender excedentes de gas natural licuado (GNL) de la planta de regasificación de Quintero a Argentina y desde allí transportarlos a otros países de la región como Uruguay, Paraguay y Brasil.

El decreto establece que el gas regasificado en Quintero estará libre de cualquier tributación o cargo por tránsito a través de Chile hacia el mercado argentino.

La planta de regasificación de Quintero, a 154 kilómetros al norte de Santiago, cuenta con tres vaporizadores de GNL que permiten en la actualidad procesar 10 MMmcd de gas natural en base y hasta 15 MMmcd en punta.

El Terminal ha sido inclusive diseñado para expandirse a una capacidad aproximada de 20 MMmcd, por lo que técnicamente, es previsible que existan excedentes exportables de GNL regasificado en períodos de bajo consumo estacional en la zona central de Chile que bien podrían ser reenviados hacia Argentina o, a través del sistema de transporte argentino, a otros mercados de la región.

Debe reconocerse el hecho de que entre Argentina y Chile existe una amplia capacidad de transporte de gas natural en desuso, entre otros, en la zona central de Chile, el gasoducto GasAndes, que cuenta con una capacidad de 9 MMmcd.

Perspectiva

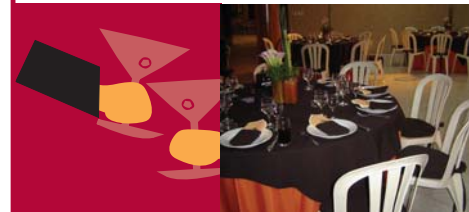
La crisis económica mundial parece haberle dado un bienvenido respiro al balance argentino de gas natural a partir de 2008. Aunque quienes han cargado con el mayor costo de la crisis energética argentina han sido Brasil, Uruguay y especialmente Chile.

La reasignación de los volúmenes de gas natural contractualmente comprometidos a clientes en los países vecinos a favor del mercado interno ha permitido que Argentina pueda sobrellevar el estancamiento de su producción sin mayores contratiempos para el mercado interno y sus propios consumidores.

Aunque las exportaciones de gas natural se redujeron a la condición de variable de ajuste, y Argentina ha debido recurrir, también en calidad de variable de ajuste, a la importación de gas boliviano disponible y al GNL de Trinidad y Tobago a precios que en 2008 llegaron a situarse muy por encima del que paga a sus propios productores, la evolución de su demanda interna y el rango de precios que aplica a sus propios consumidores han surgido prácticamente inermes de una situación que, en otras circunstancias, bien podría haber desembocado en racionamientos forzados y en desajustes

especialistas
en organización
de eventos

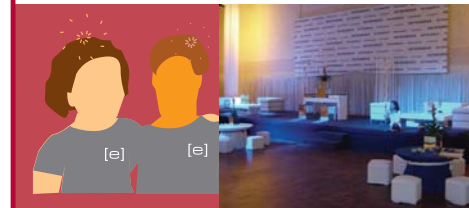
exeni
EVENTOS + EQUIPAMIENTO



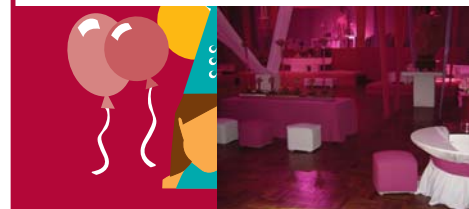
SOCIALES



MATRIMONIOS



EMPRESARIALES

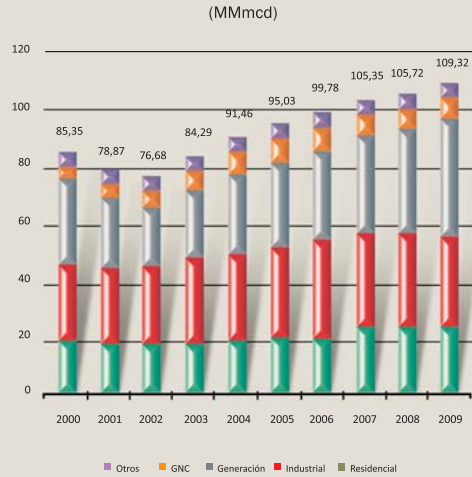


CUMPLEAÑOS

tel [+591] 3 3326500
fax [+591] 3 3322144
ballivián 465 - exeni@cotas.com.bo
santa cruz-bolivia

[e]

Argentina: gas entregado por tipo de usuario



Fuente: Enarsa

estructurales de su economía. Por el contrario, los volúmenes de gas entregados al mercado interno fueron suficientes para sobrelevar el "descanso de 2008" en la escalera de crecimiento que ha caracterizado a la demanda y estos han estado relativamente bien posicionados para absorber, inclusive, la reanudación de su crecimiento sin necesidad de recurrir al máximo contractual de importaciones desde Bolivia que, a partir de diciembre de 2008, con la reducción de las compras brasileñas de Bolivia, esta vez sí estuvo en condición de entregar.

El equilibrio que Argentina enfrenta en el corto plazo es, efectivamente, delicado. Es poco probable, excepto por la anunciada incorporación de

5 MMmcd provenientes de Tierra del Fuego para la época de consumo pico de mediados de año, que 2010 sea testigo de algún cambio fundamental en la capacidad interna de producción de gas natural, eso no significa que en el mediano plazo la situación pueda cambiar.

Será, la evolución de la demanda interna en el curso de 2010 atada al ritmo de recuperación de su crecimiento, los que determinen si la quietud del sistema y las secuelas de las políticas de 2002 serán nuevamente capaces de solventar cualquier embate al actual equilibrio en el corto plazo.

Es previsible que las importaciones de Bolivia, hasta el máximo de la

capacidad de transporte hoy disponible entre los dos países de 7 MMmcd, se mantengan en volúmenes similares a los registrados en 2009, siempre en función a la disponibilidad de éstos a éste lado de la frontera. Y es previsible también, que Argentina deba recurrir nuevamente a la importación de GNL a través de Bahía Blanca entre junio y septiembre próximos.

Cualquier escenario indica, que Argentina deberá continuar importando gas natural, por lo menos, por los próximos cinco años. Sin embargo, el volumen de las importaciones dependerá del ritmo de recuperación del crecimiento de su demanda interna y el origen de éstas dependerá de la competitividad relativa de precio y de la confiabilidad de las fuentes alternativas, sean éstas Bolivia o GNL. Ahí Bolivia debiera poner marcado énfasis en hacer competitivo su gas en un acuerdo que sea además sostenible en el largo plazo y "en firme".

En ese marco, hoy el mercado argentino es la principal plaza a conquistar, ojalá en el tamaño que se lo planteó en 2006.

Es interés de ambas naciones el llegar a un acuerdo, el cual recientemente se anunció que sería firmado. Este acuerdo podría cambiar las perspectivas futuras de este mercado y la realidad del gas para Bolivia.



Control total para su WEB

zundi

Sistema para la construcción y administración
dinámica de contenidos WEB

Máxima simplicidad - Administración autónoma

Ideas ilimitadas - Imagen de calidad - Su portal dinámico en horas



Dele vida a su WEB... hágalo Ud. mismo

www.zundi.org.bo



Cámara Boliviana de Hidrocarburos

Tel.: 35 38799

SUSCRIPCIÓN

Petróleo & Gas

La Revista de los Hidrocarburos

Más de 10 años a la vanguardia
de la información y análisis
del sector hidrocarburífero.

Suscríbese y reciba sin costo nuestro
Boletín Semanal y Noticia del día.

Suscripción por 6 meses (3 revistas) Bs.120*

Suscripción por 1 año (6 revistas) Bs.210*

Revista adicional Bs.30*

*Precio incluye impuestos de ley



Cámara Boliviana de Hidrocarburos

Mayor información: revista@cbh.org.bo - Telf.: 353 8799 - www.cbh.org.bo