

ABASTECIMIENTO DE GAS A BRASIL – 2° LACGEC 2000

D. Ridelener, P. Finkielstein

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

Abstract

Este trabajo se realiza con el objeto de analizar la potencialidad del mercado brasileiro para el sector gasífero argentino, centrado en el abastecimiento de gas natural al Sur y Sudeste de Brasil, para lo cual se ha proyectado una demanda futura teniendo en cuenta el impacto que podrá alcanzar el gas natural en la matriz energética. Actualmente el sur-sudeste de Brasil representado por los estados de Rio Grande do Sul (RGS), Santa Catarina (SC), Parana (P), Sao Paulo (SP), Minas Gerais (MG), Espiritu Santo (ES) y Rio de Janeiro (RJ), representa el 60% de la población total y genera mas del 70% de su Producto Bruto Interno. En los últimos años el gobierno brasileiro ha desarrollado políticas de liberalización y privatización que involucraron muchas de las empresas energéticas en poder del estado, y ha dado un importante impulso al desarrollo de la industria gasífera en el Brasil. Esto ha motivado el surgimiento de ambiciosos proyectos de integración regional muchos de los cuales aún se encuentran en estudio. Lo que se pretende analizar es la potencialidad del mercado brasileiro para el sector gasífero argentino, centrado en el abastecimiento de gas natural al Sur y Sudeste de Brasil, proyectando una demanda futura que toma en cuenta el impacto que podrá alcanzar el gas natural en su matriz energética.

Resultados: los resultados observados muestran la posibilidad de abastecer el Sur/Sudeste de Brasil con gas natural argentino fundamentado en la existencia de reservas, la proximidad de mercado y una adecuada infraestructura de transporte. Adicionalmente demuestra que las demandas de dicha región en el mediano plazo permitirán la concreción de solo algunos de los proyectos actualmente en estudio.

Introducción

Brasil, la octava economía mas grande del mundo, se ha transformado en los últimos años en un importante polo de atracción de inversiones locales y extranjeras. Al igual que en otros países latinoamericanos aunque con mayor lentitud, Brasil ha privatizado parte de sus activos energéticos generando condiciones adecuadas para una mayor apertura del sector. Es en este contexto, donde el gobierno brasileño ha mostrado interés en el desarrollo de la industria del gas. Si bien hoy en día este combustible representa solo el 4% del total de la energía primaria consumida por Brasil, el Ministerio de Energía de ese país ha pronosticado incrementar dicha participación a mas del 12% para el año 2010. Actualmente el 93% del consumo de gas se destina a las industrias y al sector energético, y el 7% restante para consumo residencial y comercial.

Desarrollo

1 – Potenciales Clientes de Gas Natural

La Generación Eléctrica y su problemática actual:

Brasil posee actualmente 61.300 MW de potencia instalada, y durante 1998 ingresaron 2237,4 MW de generación adicionales, de los cuales solo un 14% correspondió a generación

térmica. Por su parte el consumo alcanzó para el mismo año 287.392 GWh, de los cuales el 78% correspondió al Sistema Sur/Sudeste/Centro Oeste (S/SE/CO).

Las características del Sistema Eléctrico Brasileño mas importantes son las siguientes

- Generación Hidroeléctrica predominante (95%).
- Embalses con gran capacidad de almacenamiento (regulación plurianual).
- En años secos se disponen de 70.000 GWh/año menos que en los años con hidraulicidad media.
- Menores aportes hidroeléctricos durante los meses de Mayo a Agosto.
- En la actualidad falta potencia para abastecer la demanda pico.
- Dispone de escasa potencia térmica instalada (3900 MW).
- Si bien se prevé la incorporación de generación adicional, existen demoras.

Con el fin de mejorar la competitividad y servicio del sector eléctrico el gobierno brasilero ha planteado un esquema de desverticalización, dividiendo el sector en 3 grandes segmentos: generación, transmisión y distribución facilitando así mismo el progresivo ingreso de generación independiente al sistema. Como consecuencia de la insuficiencia de recursos financieros que ha soportado el sector se han producido postergaciones en la realización de obras de generación y transmisión. Por este motivo se prevé un riesgo de déficit de energía en el sistema eléctrico brasileño variable entre el 5 y el 10% durante los años 1999-2001 (Gráfico 1) principalmente en la región S/SE/CO. Situación esta que se ha repetido con anterioridad pero que se ha venido sobrellevando debido fundamentalmente a la ocurrencia de años hidrológicamente ricos. En función de lo descripto hay cierta incertidumbre en cuanto a la evolución de esta situación para los años siguientes.

De acuerdo a las proyecciones estipuladas en el Plan Decenal 99/08 se estima que el crecimiento de la demanda eléctrica será del 4,5/5% anual promedio para los próximos 10 años. En la situación descripta Brasil podría tener serios inconvenientes de abastecimiento en el corto plazo mas aún durante años secos debido fundamentalmente a la gran dependencia de la generación hidráulica.

Actualmente las regiones con mayores dificultades de abastecimiento originados en problemas de vinculación y transmisión son Río de Janeiro y Porto Alegre (regiones altamente importadoras) y algunas regiones de los estado de ES, MG, Mato Grosso y RGS. Estas áreas son netamente importadoras de energía eléctrica y su abastecimiento depende de la disponibilidad de líneas de transmisión. En estos casos la instalación de centrales térmicas en el área sería, dependiendo de cada situación en particular, una solución mas adecuada y menos costosa.

Alternativas para el Abastecimiento de la Demanda Eléctrica

A fin de incrementar la oferta de energía en el mediano plazo, Eletrobras ha planeado a través de su Plan Decenal de Expansiones la concreción de las siguientes obras:

- Vinculación eléctrica Norte / Sur
- Incorporación de generación Hidráulica adicional
- Incorporación de generación térmica adicional
- Integración energética con países vecinos

La vinculación eléctrica Norte / Sur se concretó en agosto de 1999 y consiste en una línea de 550 Kv a lo largo de 1280 km que permite transmitir 600 MW diarios de potencia media, aliviando

las condiciones de operación del sistema S/SE/CO.

Con respecto a la incorporación de generación adicional prevista en el programa, supone la incorporación de un promedio de casi 3100 MW por año de potencia instalada (aprox. 22% de origen térmico a gas natural) solo en el S/SE/CO, sin embargo el Plan Decenal ha venido sufriendo recortes y demoras poniendo en riesgo el Sistema Eléctrico Brasileiro. De concretarse toda la generación térmica en la región sur/sudeste al año 2004 la demanda de gas requerida será de casi 24 MMm3/d asumiendo instalación de ciclos combinados. A esta demanda deberá sumarse los proyectos de auto-generación estimados en el orden de 3500 MW adicionales siempre en el sur/sudeste.

Por otra parte Brasil prevé suplir parte de su déficit a través de proyectos de interconexión eléctrica con los países vecinos, Uruguay (250 / 500 MW), Venezuela (250 MW) y la Argentina con quien ya cerró una interconexión de 1000MW con posibilidad de extenderla a 2000 MW. En este último caso la energía será exportada desde Argentina hasta la localidad brasilera de Garabí donde se instalará la Estación Conversora, a partir de allí la energía será transportada por 375 km hasta el nudo de conexión con el sistema interconectado sur/sudeste/centro oeste en Itá (Brasil), la inversión total estimada para el proyecto es de 420 MMu\$s y las obras ya se encuentran en ejecución. Esta exportación de energía eléctrica se traducirá en un incremento adicional del consumo de gas natural en la Argentina.

La Generación Térmica – Solución a Corto Plazo

A fin de asegurar el abastecimiento en el corto y mediano plazo el Ministerio de Minas y Energía de Brasil divulgó en septiembre de 1999 una resolución que establece un conjunto de medidas tendientes a alentar inversiones en 23 proyectos de generación Térmica hasta el año 2003. El plazo de 4 años se tomó para que coincida con el inicio de la desregulación del 25% del mercado (para alcanzar el 2006 con un mercado totalmente desregulado). Estos proyectos pueden o no estar en el Plan Decenal 99/08. Los puntos mas importantes de este programa son:

1. Eletrobras garantizaría hasta fines del 2002 la compra de energía (a través de PPA) a fin de viabilizar los proyectos de generación en aquellos casos en que no lo hagan las distribuidoras (Comprador de última instancia). A partir del 2003 con la liberalización parcial del mercado sería responsabilidad de las Distcos demostrar la capacidad para abastecer su área de mercado.
2. Tomando en cuenta que la generación a gas natural utiliza equipamiento y financiamiento en su mayor parte en moneda extranjera, los inversionistas podrían demostrar cual es el porcentaje de ponderación que podría ser considerado para la fijación del Valor Normativo (Vn). En lugar del 70% autorizados hoy como límite para la corrección cambiaría (el otro 30% sería indexado por IGPM), la ANEEL estaría preparando un resolución que permita trasladar hasta el 100%.
3. Traspaso de los reajustes a los precios de energía: si bien las tarifas se reajustarían anualmente, a fin de reducir el riesgo de caja ante variaciones importantes de precios de materias primas (combustible) o variación cambiaría, los reajustes serían inmediatamente trasladados a tarifa.
4. Precios y Condiciones para el abastecimiento a Gas Natural: en los sistemas S/SE/CO habría un mix de precios entre el gas natural de Brasil y el importado, cuyo precio medio no debería pasar de u\$s 2,26/MMBTU para contratos a 20 años. Los precios serían variables cada año dependiendo de la mayor o menor disponibilidad de gas brasileiro. Para el Nordeste, sería de u\$s 2,26/MMBTU para contratos a 20 años, con la diferencia que los primeros 5 años sería totalmente gas brasileiro a u\$s 1,94/MMBTU.

5. A fin de contribuir al estímulo a implementar en el corto plazo proyectos de expansión de la capacidad instalada del sistema eléctrico brasileiro, el BNDES crearía un “Programa de Apoyo Financiero a las Inversiones Prioritarias en el Sector Eléctrico”.

De los 23 proyectos favorecidos con esta resolución, 15 son CT a Gas Natural totalizando 5.405 MW de potencia instalada lo que representa casi 22 MMm³/d de consumo de gas natural. Adicionalmente estos nuevos precios de gas permitirán precios de EE acordes con el Valor Normativo fijado por Res. 233/99 de la Aneel de fecha 29 de julio de 1999 en apróx. 57,2 R\$/Mwh (que al tipo de cambio vigente en dicha fecha resulta equivalente a 30,2 u\$s/MWh).

Si bien para años hidrológicamente ricos, la generación térmica representa un excedente, Brasil tendrá que razonablemente asumir los costos que ello genere a fin de contar con respaldo para los años secos.

Consumo Industrial

Las zonas del sur y sudeste cuentan con importantes industrias de base como Acero, Aluminio, Cemento, Petroquímica, Química, Papel y otras, según el tipo de industria el gas puede ser empleado como combustible o como insumo primario en la obtención final de un producto. En el primero de los casos Brasil utiliza diferentes combustibles como el carbón, la leña, el fuel oil, el kerosene y el LPG entre otros, en estos casos el reemplazo por gas natural dependerá en gran medida de su precio de venta (competitivo con respecto a las otras fuentes), las regulaciones ambientales existentes, las políticas gubernamentales al respecto y los costos asociados a la conversión de las instalaciones al nuevo combustible. En el caso de utilizarlo como insumo primario para Petroquímicas y Químicas su uso estará asociado no solo a su precio sino también al posible mejoramiento en la calidad de sus procesos y productos. Los contratos inicialmente celebrados entre 8 y 16 MMm³/d por las distribuidoras brasileiras durante los primeros ocho años con el gasoducto Bolivia-Brasil prevén abastecer en parte, consumos industriales.

Consumo Residencial y Comercial

Actualmente este tipo de consumo representa el 5% del total y se concentra principalmente en San Pablo (abastecido por Comgas) y en Río de Janeiro (abastecido por CEG/RIOGAS), dadas las características climáticas de la región el consumo unitario para este tipo de clientes es bajo y a diferencia del consumo argentino no presenta estacionalidad. Sin embargo existen proyectos para el tendido de redes domiciliarias que incrementarían notablemente el número de usuarios (Ej: Comgas).

2 - Proyección de Demanda Sur/Sudeste de Brasil

Brasil consume anualmente mas de 230.000 Tep de energía primaria, siendo el Petróleo y la Hidroeléctricidad las principales fuentes (72%). Si bien el gas natural posee hoy muy poca incidencia en la matriz energética total, alcanzando solo el 4%, el Gobierno brasileño a través del Ministerio de Minas y Energía ha resuelto incrementar dicha participación al 12% para el año 2010.

Son varias las razones por la cual se impulsa el desarrollo de la industria gasífera:

- Mayor diversificación de las fuentes de energía, hoy altamente concentradas en el petróleo y energía hidroeléctrica y garantía de oferta de energía futura.

- Menor dependencia de la importación del petróleo.
- Economía de divisas proporcionada por el menor precio del gas natural, comparado con el petróleo, favoreciendo el equilibrio de la balanza comercial.
- Reducción del impacto sobre el medio ambiente
- Favorecer el desarrollo de generación térmica reduciendo los riesgos de falla del sistema eléctrico brasileiro por dependencia en la generación hidráulica.
- Fomentar la exploración y explotación de potenciales recursos gasíferos aún no desarrollados
- Favorecer la instalación de nuevas industrias.

Tomando en cuenta las estimaciones de penetración del gas natural en la matriz energética de Brasil y asumiendo un crecimiento del consumo de energía del 5% anual desde el año 2000, hemos proyectado una curva de demanda de gas para el Sur y Sudeste (prorrataada en función del PBI). Se han considerado dos hipótesis de penetración del gas natural, permitiendo identificar dos escenarios posibles:

Escenario Optimista: considerando una penetración del gas natural del 12% para el año 2010, en cuyo caso la demanda alcanzaría 105 MMm³/d promedio.

Escenario Conservador: suponiendo que la penetración del gas natural alcanzará al 10% para el mismo año, en cuyo caso la demanda alcanzaría 88 MMm³/d.

Los resultados se observan en el Gráfico 2 a) adjunto. Análogamente, siguiendo el mismo razonamiento se obtuvo la demanda en el Sur de Brasil, tal cual se observa en el gráfico 2 b) .

Los consumos observados son promedios diarios y representan exclusivamente demandas potenciales de gas natural.

3 – Análisis de las diferentes alternativas de Abastecimiento de Gas al Sur y Sudeste de Brasil

Existen básicamente cuatro posibilidades de abastecimiento con gas natural al sur/sudeste de Brasil:

- Con Reservas Brasileñas
- Con Reservas Bolivianas
- Con Reservas Peruanas
- Con Reservas Argentinas

Abastecimiento de Gas a través de las Reservas de Brasil

Brasil posee reservas de gas natural estimadas en el orden de los 225.900 MMm³, mas del 50% corresponden a los estados del Sur y Sudeste principalmente San Pablo (Bahía de Santos) y Rio de Janeiro (Bahía de Campos) y en menor proporción en Espiritu Santo y Paraná. Las reservas del Norte se concentran fundamentalmente en Bahía, Sergipe y Alagoas en la costa atlántica y Amazonas (Urucu) al noroeste. La producción total de Brasil alcanza un promedio de 29 MMm³/d de los cuales el 52% se destina al mercado del Sudeste, principalmente SP y RJ y en menor medida ES. Estos estados producen alrededor de 15 MMm³/d pero solo 10 MMm³/d son consumidos por el mercado y las propias refinerías de Petrobras, el resto corresponden a Pérdidas, Re-inyección y Contracción del Gas (Tabla 1).

Hoy las cuencas de Santos y Campos suplen las demandas del Sudeste exclusivamente

(principalmente SP y RJ) dejando al Sur sin fuentes de abastecimiento, situación que estimamos no se modificará en el futuro dado que la infraestructura de transporte actual y proyectada no será suficiente para abastecer las demandas del Sur.

También es importante recordar que las reservas del norte no están conectadas a los mercados del Sur y Sudeste y se encuentran distanciadas mas de 1600 km a través de zona selvática desde los yacimiento de Urucu, o 1200 km desde los yacimientos en Bahía, por lo cual difícilmente se concrete alguna interconexión en el corto plazo.

De esta forma parte de la demanda total estimada en el Gráfico 2 será abastecida por las reservas del Sudeste exclusivamente, situación que se observa en el Gráfico 3.

La proyección, que considera consumos promedios diarios, fue realizada tomando en cuenta que el 90% de las reservas existentes en la Bahía de Campos (la que a su vez abastece mas del 90% del consumo en la zona) son reservas de gas asociado, por lo que el crecimiento de producción de gas esta fuertemente ligado a la producción de petróleo. Con la apertura del sector nuevas inversiones llegarán al país incrementando la actividad de exploración y producción de petróleo, adicionalmente un incremento en la producción nacional permitirá reducir las importaciones reduciendo la presión sobre la balanza comercial brasileira. Tomando esto en cuenta hemos considerado dos hipótesis de crecimiento del nivel de producción de petróleo en la cuenca de Campos: una Optimista considerando una tasa de crecimiento del orden del 14% anual promedio hasta el año 2004 y uno Conservador con una tasa de crecimiento del orden del 12% anual promedio para el mismo periodo. Considerando la relación de gas asociado a la producción de petróleo se ha obtenido una estimación de la producción de gas en dicha cuenca.

En relación a la Bahía de Santos, con producción predominantemente gasífera se ha considerado una tasa de crecimiento promedio para el mismo periodo (2000-2004) del orden del 10% anual para la hipótesis Conservadora y del 12% anual promedio para la hipótesis Optimista, esto se fundamenta en el hecho que Petrobras históricamente concentró sus esfuerzos en extraer petróleo no gas natural, de aquí que las reservas gasíferas se encuentren aún poco desarrolladas, con el incremento de la penetración del gas natural en la matriz energética estimamos que estas reservas incrementarán fuertemente su producción, al menos durante el primer quinquenio.

A partir del año 2004 ambas cuencas mantendrán un crecimiento estable del nivel de producción que hemos considerado a una tasa promedio del 5% anual para la hipótesis Conservadora y del 7% anual para la hipótesis Optimista . Es importante aclarar que el Gráfico 3 solo considera las ventas de gas al mercado y no los volúmenes de producción. Asimismo estimamos que la disponibilidad de gas brasileño de menor precio, será inmediatamente tomado por las distribuidoras locales.

Abastecimiento de Gas a través de las Reservas de Bolivia

A principios de 1999 Bolivia comenzó a suplir gas a Brasil a través del gasoducto Bolivia-Brasil, que con 3150 km de longitud une las reservas bolivianas (desde Rio Grande 40 km al sur de Santa Cruz) y atraviesa la región de Matto Grosso do Sul, San Pablo hasta Campiñas, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul hasta Porto Alegre. El conducto posee un diámetro de 32" entre Rio Grande y Campinas y su máxima capacidad de transporte actual es de 30 MMm3/d.

Si bien inicialmente las reservas bolivianas (estimadas en 240.000 MMm3) no parecían suficientes para abastecer la totalidad de gas que demandaría Brasil en los próximos 20 años, descubrimientos recientes en el área de San Alberto, en poder de Petrobras sumado a las licitaciones

para la exploración y explotación de nuevas áreas en los estados de La Paz, Beni y Pando y las ya tradicionales como Santa Cruz, Tarija, Chuquisaca y Cochabamba realizadas por el gobierno boliviano, indicarían que al menos en el mediano plazo las reservas estarían aseguradas. Sin embargo en caso de presentarse problemas de abastecimiento en el corto plazo, se ha analizado la posibilidad de que las reservas del Noroeste Argentino sean utilizadas para abastecer la demanda inicial.

En el gráfico 4 se proyectan los consumos a ser abastecidos por el gasoducto Bolivia-Brasil, tomando en cuenta los contratos originalmente firmados por las distribuidoras (comenzando con 8 MMm³/d y hasta 16 MMm³/d) afectados por un factor de carga inicial para los primeros años, una base adicional a ser contratada cuando de comienzo el servicio, y la posibilidad de expandir su capacidad de transporte actual a partir del año 2007.

Abastecimiento de Gas a través de las Reservas de Perú

Camisea, la mayor cuenca gasífera del Perú, posee reservas estimadas en 365.000 MMm³, el gas almacenado será utilizado para abastecer la futura distribuidora de gas en Lima y algunas termoeléctricas, por lo tanto el mercado de consumo es relativamente bajo (10/15 MMm³/d al año 2010). Sin embargo la infraestructura hoy existente es de por sí insuficiente no solo para la producción sino también en transporte, pues se requeriría construir un gasoducto que conecte las reservas de Perú con el ducto Bolivia-Brasil, mas de 1200 km de caño sobre una geografía bastante difícil. Adicionalmente a los precios actuales el netback de la cuenca sería muy bajo haciendo poco viable el desarrollo de las reservas. Es por este motivo que Camisea se podría proyectar como una opción potencial de abastecimiento de gas a futuro y no en el corto plazo.

4 – Abastecimiento de Gas desde Argentina

Argentina posee un mercado gasífero maduro con una capacidad total de transporte de casi 100 MMm³/d y una participación del gas natural en su matriz energética del 46%. Por ello y dada su proximidad geográfica con el vecino país se presenta como una sólida opción para suplir gas al Sur/Sudeste de Brasil. Su infraestructura gasífera permite conectar las tres cuencas mas importantes del país (Noroeste, Neuquina y Sur) con mas de 684.000 MMm³ de reservas comprobadas, y con un alto potencial de incorporación de nuevas reservas. En la Tabla 2 se indican las reservas Probadas y Probables informadas por la Secretaría de Energía Argentina más una estimación de reservas potenciales:

La Argentina posee hoy con los consumos actuales un horizonte de reservas de 17,5 años, muy alto comparado con los horizontes de reservas de países como Estados Unidos o Canadá que con un territorio mucho mas explorado que la Argentina y con una inversión por hectárea 10 veces mayor, mantienen niveles de reservas suficientes para los próximos 8/9 años.

Para determinar que cuenca abastecerá la demanda se deberá tener en cuenta no solo el potencial de la misma sino también su infraestructura de transporte. Las reservas del Noroeste permitirán exportar gas a Brasil a través de la interconexión con las reservas bolivianas (Salta - Santa Cruz de la Sierra) y por su proximidad a los estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina y Paraná pueden abastecer los potenciales proyectos de exportación hacia estas regiones. También las reservas de la Cuenca Neuquina y Sur con adecuada capacidad de transporte podrían abastecer el Sur y sudeste brasilero. Sin embargo la Cuenca Neuquina se encuentra mas cerca del mercado brasilero que la Cuenca Sur y es más económico ampliar la capacidad de transporte actual. Además el netback de la cuenca es mayor lo que la hace más atractiva para su explotación. En el caso de la

cuenca Sur tiene un gran potencial offshore pero un netback bajo dada su gran distancia al centro de consumo (2800 Km a Buenos Aires y 3700 km a Porto Alegre).

En el gráfico 5 la estimación del mercado potencial a ser abastecido por gas argentino surge de restar a la proyección de consumos totales del Sur/Sudeste de Brasil (gráfico 2a) las demandas abastecidas por sus propias reservas (Gráfico 3) y por el gasoducto Bolivia-Brasil (gráfico 4).

Es importante destacar que se ha tomado como hipótesis conservadora que se le asigna última prioridad de entrada a las reservas Argentinas.

Gasoductos Proyectados

A fin de abastecer esta demanda han surgido numerosos proyectos entre los que se destacan:

Gasoducto Uruguayana - Porto Alegre: une la ciudad de Uruguayana con Porto Alegre a través de 610 km de gasoducto de 24". El 30 de junio de 1998, YPF, Petrobras, Total, Techint, Transcanada y CGC firmaron un acuerdo para su desarrollo. La puesta en operación se estima para Diciembre del 2000. Una primera fase del ducto ya se encuentra en construcción.

Gasoducto NOA - Sur/Sudeste de Brasil: existen varias alternativas, la longitud estimada es del orden de los 3.000 km con diámetros variables entre 36/30/24". Nace en la cuenca Noroeste hasta las ciudades de Porto Alegre, Curitiba, San Pablo y Florianopolis. Esta diseñado para transportar hasta 25 MMm³/d y requeriría inversiones superiores a 1,500 MMu\$. Los proyectos mas conocidos son **Gto Mercosur** liderado por Alberta Energy y el denominado **Gasoducto Trans Iguazú** desarrollado por los Productores de la cuenca Noroeste junto a las distribuidoras de gas de Brasil.

Extensión del Gasoducto Buenos Aires – Montevideo a Porto Alegre : son 217 km que parten desde Punta Lara (Pcia. De Buenos Aires) cruza el Río de la Plata y llega hasta Montevideo y luego 850 km adicionales hasta Porto Alegre. La capacidad inicial es de 2 MMm³/d reservados por UTE/ANCAP con punto de entrega en Montevideo comenzando a fines del 2000. El proyecto es desarrollado por Bristh Gas, Pan American Energy y ANCAP (solo en el tramo uruguayo). La extensión a Porto Alegre se encuentra aún en fase de estudio.

Características de los diferentes proyectos

En la Tabla 3 se detallan las características mas importantes de los diferentes proyectos

En el caso de un gasoducto que una el NOA con el Sur y Sudeste de Brasil se debe tener en cuenta que:

- son ductos diseñados para transportar grandes volúmenes, lo que implica la necesidad de grandes demandas (superiores a los 20 MMm³/d) hoy mayormente concentradas en el sudeste de Brasil San Pablo, Río y Minas Gerais que serán inicialmente abastecidas por el Gto. Bolivia – Brasil y por la mayor oferta interna. Por otra parte al menos inicialmente resulta más económico ampliar un gasoducto existente que construir uno nuevo por ser menor la distancia al centro de consumo.
- El proyecto resultaría viable económicamente a partir del año 2007 según se observa en el gráfico 5, cuando la demanda insatisfecha alcance mas de 20 MMm³/d.

Con respecto al gasoducto Uru-POA y BA-M-POA resaltamos que inicialmente estarán destinados a abastecer los estados del Sur de Brasil (RGS, SC, P), fundamentalmente debido a su proximidad. Además a consecuencia de restricciones en el Gto Bolivia-Brasil por el menor diámetro (16") hasta Porto Alegre parte de esta demanda no podrá ser suplida por este ducto sin requerir inversiones adicionales significativas. Sin embargo la ventaja más importante que presentan es que complementan y no compiten con el gasoducto Bolivia Brasil al cerrar un anillo con este último, lo cual permitirá revertir el flujo de gas alcanzando los estados del Sudeste.

Por otra parte en el gráfico 5 se observa que la demanda insatisfecha va creciendo desde volúmenes pequeños entre 4,5 y 5 MMm3/d en el año 2000 hasta mas de 20 MMm3/d en el año 2007. Esto indica que en el corto plazo se requerirá un conducto capaz de abastecer estos valores de demanda, de baja inversión inicial y que permita expansiones de la infraestructura de transporte existente de acuerdo a un crecimiento gradual en el tiempo.

En particular este es el concepto seguido para el desarrollo del Proyecto Uruguayana – Porto Alegre y es el mismo concepto que ha seguido durante los últimos años el crecimiento de la infraestructura de transporte en la Argentina.

Conclusiones:

Abastecer con gas natural argentino al Sur/Sudeste de Brasil es posible debido a las abundantes reservas, la proximidad del mercado y a la existencia de una adecuada infraestructura de transporte.

Asimismo vemos que el proyecto Uruguayana – Porto Alegre presenta importantes ventajas comparativas algunas de las cuales enumeramos a continuación:

- Atraviesa el extremo eléctrico sur de Brasil, hoy con problemas de abastecimiento.
- Es el proyecto que menos inversión requiere para llegar a Porto Alegre.
- Permite expansiones modulares de la infraestructura existente de transporte.
- Permite el acceso a todas las cuencas Argentina incluso las reservas del Sur y Bolivia.
- Precio competitivo con el Gto Bolivia-Brasil.
- Estos incrementos parciales de la capacidad de transporte, permitirán acompañar el crecimiento de la demanda y alcanzar así los estados del Sudeste.
- Los socios involucrados tienen probada experiencia en el desarrollo de proyectos de abastecimiento de gas natural.



Bibliografía

1. Eletrobras: “ Plan Decenal” (1999)
2. SIESE : Estadísticas
3. Lestard/Franke & Asociados “Estado de Rio Grande do Sul – Demanda Potencial de Gas Natural” (1996)
4. ENARGAS: "Datos Operativos de las licenciatarias de gas"
5. Oil & Gas Journal – Revista Latinoamericana: “Energía del Cono Sur” (Febrero 1998)
6. Brasil Energía – Noviembre 1999
7. Petrobras 1998, Relatorio de Atividades.
8. TGN, Market Report 1998.
9. Balance Energético Nacional – Brasil - 1998

Figuras:

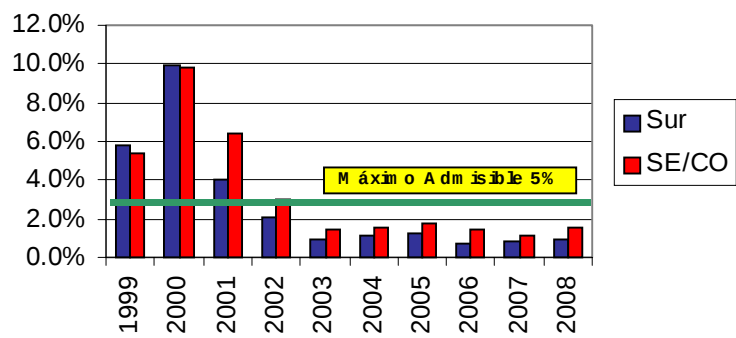


Gráfico 1 – Riesgo de Déficit Energético S/SE/CO

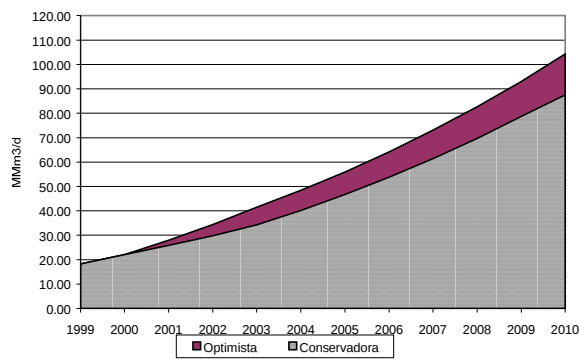


Gráfico 2 a) - Demanda de G.N. al Sur/Sudeste de Brasil

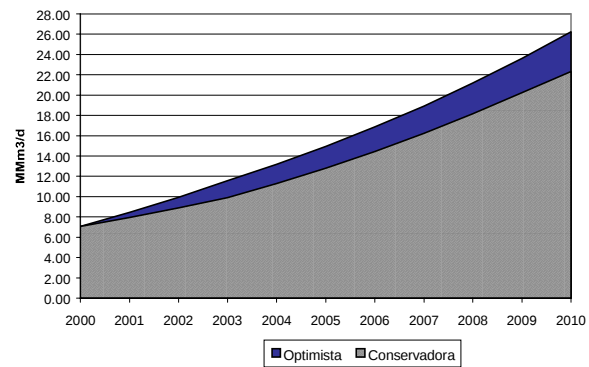


Gráfico 2 b) - Demanda de G.N. al Sur de Brasil

Tabla 1 - Producción de Gas Diaria Total Brasil y Sudeste		
MMm3/d	Total Brasil	Sudeste
Producción	29	15.1
Pérdidas/Re-inyección-Contracción del Gas	11	5.1
Venta gas a las Discos y Consumos de Petrobras	18	10

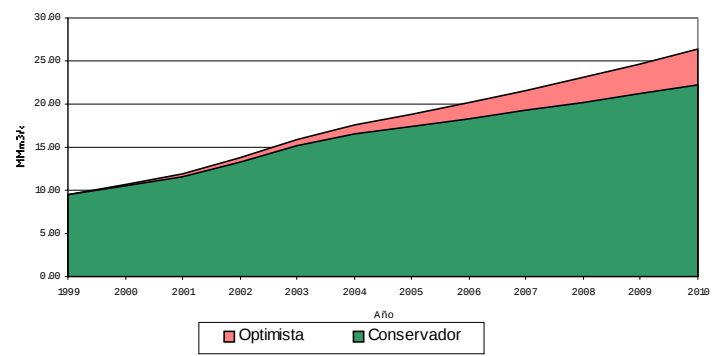


Gráfico 3 – Proyección de abastecimiento al Sudeste a partir de las reservas de Brasil

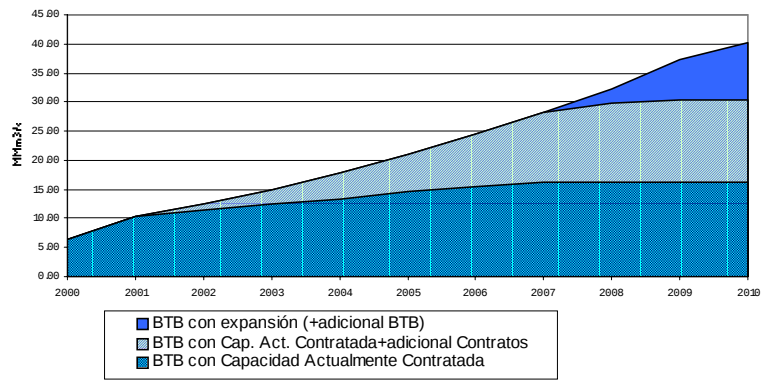


Gráfico 4 – Proyección de gas abastecido por el gasoducto Bolivia-Brasil al Sur y Sudeste

Tabla 2 – Reservas Probadas y Probables de Argentina – Fuente Secretaría de Energía (al 1/1/1999)

Area	Probadas	Probables	Totales	Probadas + Probables + Posibles + Reservas Potenciales (*)
Noroeste	153	72	225	670
Neuquina y Cuyo	357	92	449	1055
Austral, Sta Cruz y Tierra del Fuego, San Jorge	175	83	258	738
Total MMMm3	685	247	932	2463

(*) Las reservas potenciales son estimaciones de mercado.

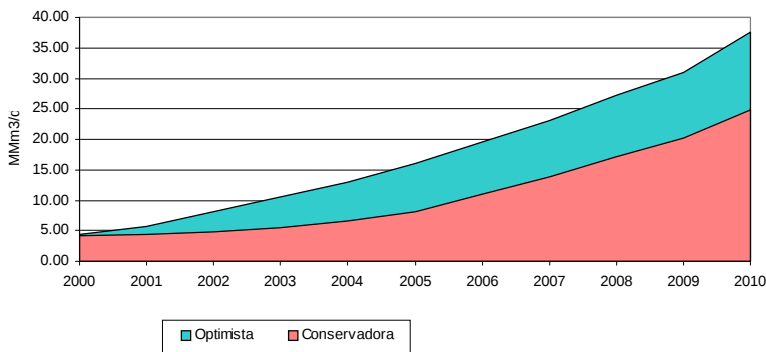


Gráfico 5 – Demanda potencial Sur/Sudeste a ser abastecida desde la Argentina

Tabla 3 – Características de los Proyectos

Proyecto	Cap. Mínima Requerida (MMm3/d)	Km de gasoductos a construir	Inversiones	Reservas
Uruguayana – Porto Alegre (Uru-PA)	Baja (6/7)	610 km	250 MMu\$s	Neuquén y Norte y en menor medida el Sur
Buenos Aires – Porto Alegre (BA-PA)	Media (12/16)	1067 km	450 MMu\$s	Neuquen y Sur y en menor medida el Norte
Gto NOA - Sur/Sudeste	Alta (> 20)	> 2500 km	Alta (1,500 MMu\$s)	Noroeste