13

PROPUESTAS DE OBRAS DE INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

LIC. FERNANDO RISULEO
ÁREA DE PENSAMIENTO ESTRATÉGICO

CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN

CÁMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

75º ANIVERSARIO 1936-2011

SECTOR ENERGÍA

Propuestas de Obras de Infraestructura de Gas Natural en la República Argentina

Lic. Fernando Risuleo

Área de Pensamiento Estratégico

Noviembre, 2010

Risuleo, Fernando

Propuestas de obras de infraestructura de gas natural en la República Argentina. - 1a ed. - Buenos Aires : FODECO, 2012.

81 p. ; 29x21 cm.

ISBN 978-987-1915-14-9

1. Políticas Públicas. 2. Gas Natural. I. Título

CDD 320.6

Impreso en Famen & Cia S.A. Rondeau 3572. Parque Patricios. Buenos Aires, Argentina en el mes de Septiembre de 2012

1 Edición: Septiembre de 2012
100 ejemplares

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida en manera alguna ni por ningún medio, ya sea electrónico, químico, mecánico, óptico, de grabación o de fotocopia, sin previo permiso escrito del editor.

Resumen

El presente trabajo tiene por objeto realizar un inventario a realizar en los próximos años, de obras de infraestructura de gas natural en la República Argentina, a los efectos de acompañar el crecimiento de la demanda y el crecimiento de la economía nacional.

Para ello, se analizará en una primera instancia las fuentes de abastecimiento de gas natural y las políticas llevadas a cabo para incentivar la misma, en el entendimiento que es necesario que la producción, acompañe el crecimiento de la infraestructura de redes de distribución y transporte.

Consecuentemente se analizarán las obras de magnitud necesarias de redes de transporte de gas natural, en particular el caso de la construcción del Gasoducto del Noroeste Argentino (GNEA), como así también se analizan las obras en redes de distribución que podrían realizarse, en base a dos criterios, el primero es la conexión a las redes de transporte de las localidades que en la actualidad están abastecidas con Gas Licuado de Petróleo (GLP) por redes, y también se realizará un relevamiento de los proyectos de obras de redes de distribución a partir de los planes propuestos por las diferentes provincias.

Por último en las conclusiones se resumen las obras propuestas, a los efectos de generar un inventario en lo referido a la infraestructura de gas natural que permita dimensionar las necesidades del sector energético.

Sobre el Autor:
Fernando E. Risuleo es Licenciado en Economía de la UNSAM; Cursó el Master en Economía de la UBA; tiene un postgrado en Gestión y Control de Políticas Públicas de la FLACSO y un Postgrado en Economía del Petróleo y Gas Natural del ITBA. Ha sido invitado como experto por la Procuración del Tesoro de la Nación y colaboró en la elaboración de un estudio encargado por la Agencia Sueca de Energía, sobre Clima Y Medio Ambiente en el Cono Sur. También participó como representante técnico de la Secretaría de Energía en la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (Sector Energía). Desarrollándose también como Asesor de la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Índice

Introducción ..... - 4 -
Abastecimiento de Gas Natural ..... - 6 -
Producción de Gas Natural ..... - 6 -
Tight Gas ..... - 19 -
Programa Gas Plus ..... - 21 -
Proyectos Gas Plus ..... - 25 -
Redes de Transporte ..... - 27 -
Obras relevantes en el Sur del País ..... - 30 -
Obras relevantes en el centro del país ..... - 36 -
Obras relevantes en el norte del país ..... - 37 -
Redes de Distribución ..... - 47 -
Localidades abastecidas con GLP por redes ..... - 51 -
Planes de Obras de Gasificación ..... - 58 -
Buenos Aires ..... - 58 -
San Luis ..... - 62 -
Entre Ríos ..... - 64 -
Mendoza ..... - 71 -
Chubut ..... - 73 -
Conclusión ..... - 76 -
Bibliografía ..... - 80 -

Introducción

El presente trabajo tiene como objetivo plantear las necesidades futuras de obras de infraestructura en el sector del gas natural en la República Argentina.

Con este objetivo, y respetando la segmentación de la cadena del gas natural, el trabajo se dividió en tres sectores para su análisis, el primero de ellos es el de la producción de gas natural, desde el punto de vista de su evolución hasta el presente y desde una proyección del mismo.

Esta etapa de la cadena del gas natural desde el proceso de privatización ocurrido a partir de 1992, se encuentra totalmente desregulada, y sin intervención en el mercado de una empresa estatal como era en su momento YPF.

Esta liberalización del mercado generó la necesidad por parte del estado nacional de generar políticas que incentiven la producción del hidrocarburo, y la exploración a los efectos de aumentar el volumen de reservas.

Es por ello que a los efectos de la etapa de producción, se analizan principalmente las políticas e incentivos tendientes a generara un mayor volumen de producción, como así también el incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas[1]) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004.

La segunda etapa analizada es la del trasporte de gas natural, para lo cual se procedió a relevar las características de la misma y a identificar las obras de magnitud tendientes al desarrollo de las redes de transporte, principalmente se analiza el proyecto de construcción del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), en el entendimiento que esta obra permitirá no sólo abastecer de gas natural a las provincias del noreste que no cuentan con este servicio, sino que también permitirá una mayor integración energética con la República de Bolivia, mediante su vinculación con el gasoducto Juana Azurduy destinado a la importación de gas natural proveniente de los yacimientos ubicados en territorio boliviano.

Es dable recordar que existe un acuerdo de abastecimiento entre ambos países, el cual sufrió algunas modificaciones en cuanto a sus fechas de implementación, pero que se encuentra vigente y establece los volúmenes a ser importados desde la república de Bolivia, lo que sustenta la construcción del gasoducto del NEA, y generó que el mismo fuese declarado de interés público nacional.

[1]Yacimiento que no es capaz de producir a tasas económicamente rentables y en el que sólo se pueden recuperar cantidades favorables de gas, si el pozo es estimulado con técnicas de fracturamiento o es producido por pozos horizontales o multilaterales.

Es por ello que en el presente trabajo se analiza la traza original planteada en el Decreto 267/2007, como así también la nueva traza planteada por el Decreto 1136/2010, la cual surge a partir de la suscripción del "ACTA - NUEVA TRAZA PARA LA CONSTRUCCION DEL GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO (GNEA)" entre los gobernadores de las Provincias de SALTA, FORMOSA, CHACO, CORRIENTES, MISIONES y SANTA FE y el Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, prestando conformidad a la nueva traza, comprometiéndose a llevar a cabo todas las acciones que sean necesarias para la efectiva implementación, construcción y puesta en marcha del Gasoducto citado.

Como tercer etapa se analiza la distribución de gas natural, haciendo en un principio un análisis de las localidades que actualmente están abastecidas con GLP por redes.

Estas localidades cuentan con redes de distribución e instalaciones internas en los hogares que permiten la distribución del gas licuado de petróleo a partir de recipientes de almacenaje del mismo, que abastecen a toda la localidad.

Estas localidades presentan una gran ventaja al momento de conectarlas a una red de gas natural ya que poseen toda la infraestructura necesaria de distribución como así también un punto importante, que son las instalaciones internas de los clientes, debiendo solamente modificar los quemadores de los artefactos a gas, para pasa de un combustible al otro.

Es por ello, que se analizan las localidades que actualmente cuentan con este sistema a los fines de plantear una posible sustitución, teniendo adicionalmente otra ventaja, ya que los equipos que actualmente abastecen a estas localidades pueden ser instalados en otras ciudades que actualmente se abastecen con GLP envasado.

Generando de esta manera el desarrollo de las redes de distribución de estas nuevas localidades y sentando las bases de infraestructura para futuras conexiones a la red de gas natural cuando el desarrollo de las mismas las alcance.

Asimismo, se realizó un relevamiento de los planes de infraestructura en redes de distribución proyectados por algunas provincias y municipios, los cuales cuentan con fondos de aplicación específica para la financiación de este servicio, y que mediante programas establecen cuál va a ser el desarrollo de las redes de distribución.

Con toda esta información relevada, al finalizar el trabajo se procede a resumir la misma a los efectos de determinar el monto de las posibles inversiones a realizar en los próximos años en el sector del gas natural.

Abastecimiento de Gas Natural

La cadena del gas natural se divide principalmente en tres etapas, la producción, el transporte y la distribución, es por ello que en esta primer parte del trabajo se abordará el tema de la producción de gas natural, ya que la inversión en infraestructura de redes, ya sea transporte o distribución, va a depender del abastecimiento del producto a transportar y distribuir.

Es por ello que para poder abordar el dimensionamiento de la infraestructura de redes requerida, es necesario en una primera instancia, analizar las fuentes de aprovisionamiento, ya sea mediante producción local o mediante la importación.

Para ello se procederá a continuación a analizar la evolución de la producción de gas natural a los efectos de poder analizar mediante proyecciones, cuales serían las posibles fuentes de abastecimiento.

Adicionalmente a ello, es necesario analizar los mecanismos de incentivos que se crearon desde el estado nacional con el objetivo de fomentar la producción y el incremento de las reservas.

Producción de Gas Natural

La producción de gas natural en Argentina, ya desde sus inicios con los primeros descubrimientos de gas natural en Comodoro Rivadavia, y principalmente a partir de la construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia – Buenos Aires, ha evidenciado un sostenido crecimiento, pasando de valores a mediados de los años 20, de 75 millones de m^3 , a valores del año 2009 de 52.159 millones de m^3.

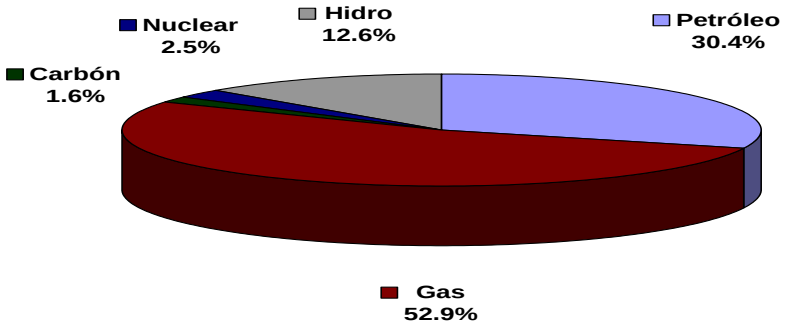
Este crecimiento de la producción está fuertemente asociado a la composición de la matriz energética nacional, siendo el gas natural, uno de los principales componentes y representando más del 50% de la misma.

Esto ha generado una gran dependencia del gas natural, ya que tanto las industrias que lo utilizan como insumo, como la generación de energía eléctrica, en su mayoría esta configurada para trabajar con gas natural.

Esto es debido a que históricamente se ha promocionado el uso de este energético teniendo el mismo, precios competitivos con respecto a sus sustitutos, y mediante la inversión realizada en infraestructura.

La preponderancia de este energético puede verse a continuación en el gráfico 1, en los porcentajes que cada energético ocupa en nuestra matriz energética primaria.

Gráfico 1 - Matriz Energética (Año 2009)

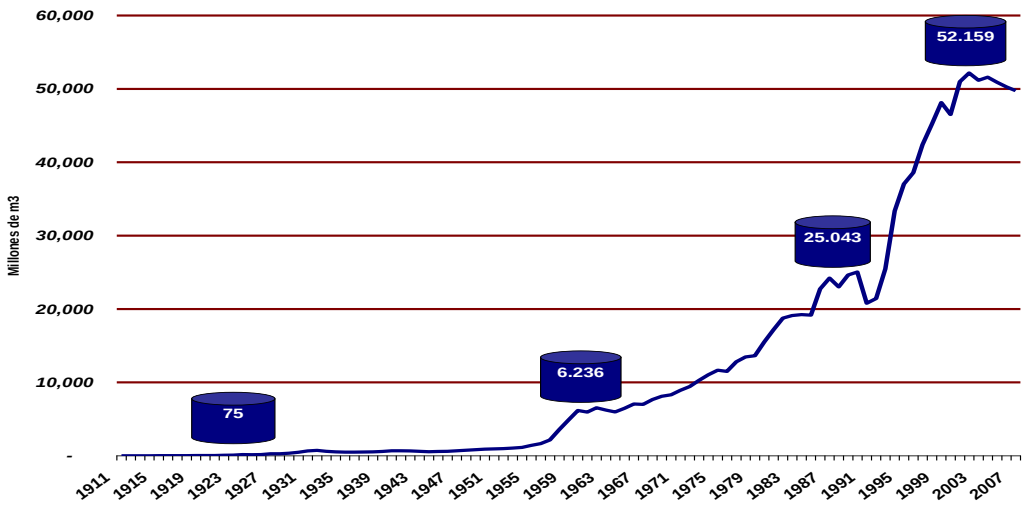


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Esta tendencia al uso del gas natural ha generado una baja diversificación de la matriz, y una acentuada dependencia, pero a su ves a generado un desarrollo en materia de cobertura de redes, que sienta las bases para el desarrollo de muchas localidades en las cuales se han radicado polos industriales con actividades que son gas intensivas, como la producción de vidrio, cemento, etc..

El interés por el desarrollo de este energético se evidenció en los inicios de la infraestructura de gas natural cuando el 29 de diciembre de 1949, se concluye la construcción del "Gasoducto Comodoro Rivadavia Buenos Aires"[2], obra que fue considerada en tiempos de su puesta en servicio como uno de los más largos del mundo, y ubicó a Argentina entre los primeros países en acceder al consumo masivo de gas natural.

Gráfico 2 - Producción de Gas Natural (1911 – 2009)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

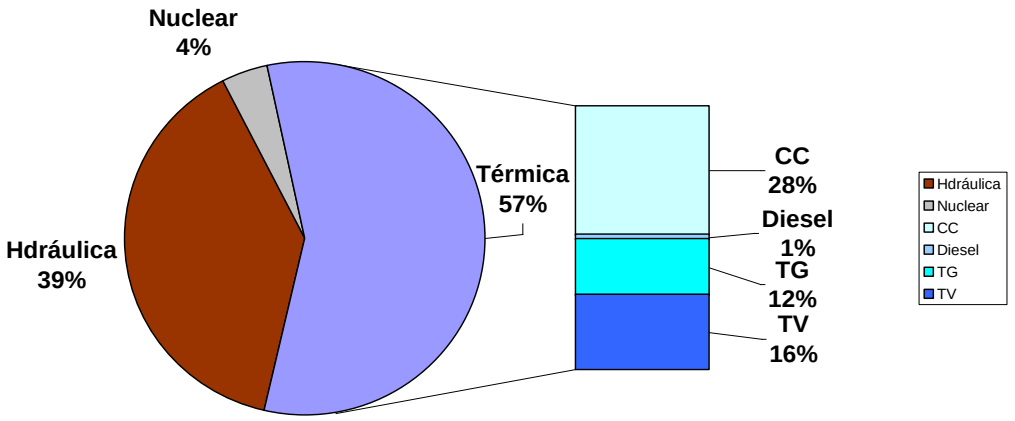
[2] El gasoducto tenía 10" de diámetro y 1,600 Km. de longitud

Este energético posee ventajas comparativas importantes con respecto a sus productos sustitutos ya que es más amigable con el medioambiente, generando menores valores de contaminación ambiental, además de su competitividad en precio.

Es por ello el uso extendido que se hizo del mismo tanto como insumo industrial, o como insumo para la generación de energía eléctrica, siendo éste el combustible más utilizado para la generación eléctrica.

Es dable aclarar que el 57% de la generación eléctrica en argentina es térmica, mientras que la hidráulica representa el 39%, como puede verse en el gráfico 3.

Gráfico 3 – Fuentes de generación eléctrica



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

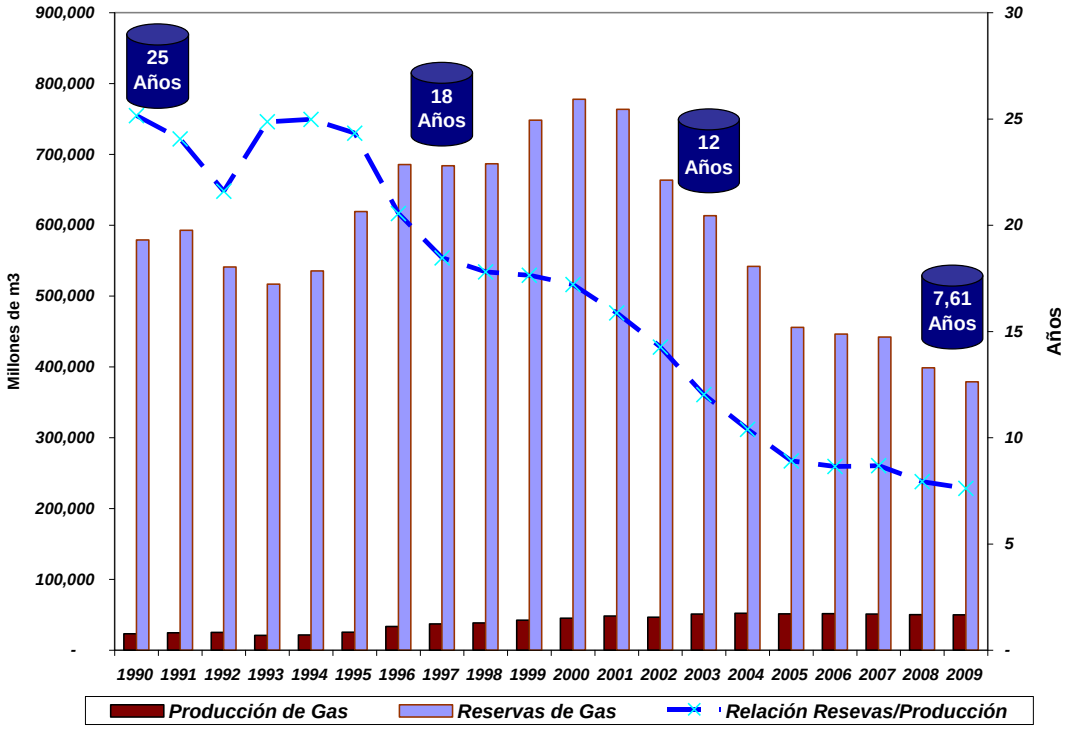
Ahora bien, debido a la importancia del mismo en la matriz energética, es necesario evaluar el estado de las reservas con respecto a la producción, ya que al tratarse de un recurso no renovable, el abastecimiento estará directamente ligado a las reservas y al incremento de las mismas.

La relación antes mencionada entre la producción y las reservas, refleja dado el consumo actual, cuántos años estará disponible este insumo para ser utilizado.

Este dato es importante como medida, pero con la salvedad de que es parte de una decisión técnica, y que de ninguna manera implica que una vez transcurrido ese tiempo, el recurso estará agotado.

A continuación en el gráfico 4, puede verse la evolución que ha tenido este indicador desde el año 1990 hasta la actualidad.

Gráfico 4 - Relación Reservas/Producción de Gas Natural (1990 – 2009)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Si bien este dato solamente indica una decisión de carácter técnico o estratégico, ya que un país puede entender que un número dado de años de reservas es el óptimo, lo que resulta sí un dato a tener en cuenta, es la marcada declinación que ha tenido este indicador en Argentina, en un período corto de tiempo (9 años), pasando de 25 años de reservas a sólo 7.61 años de reservas al 2009, lo que representa una señal de alerta.

Esto claramente indica que la producción de este recurso no renovable, ha sido muy superior al ritmo de reposición de las reservas, lo que revela que las inversiones en exploración, a los efectos de ampliar el volumen de reservas, no han sido suficientes.

Si bien, el análisis de las reservas está sujeto a muchas variables, no sólo de tipos técnicos o geológicos, que podrían ser el descubrimiento de nuevas reservas con un volumen significativo, sino también está sujeto a variables de tipo económicas.

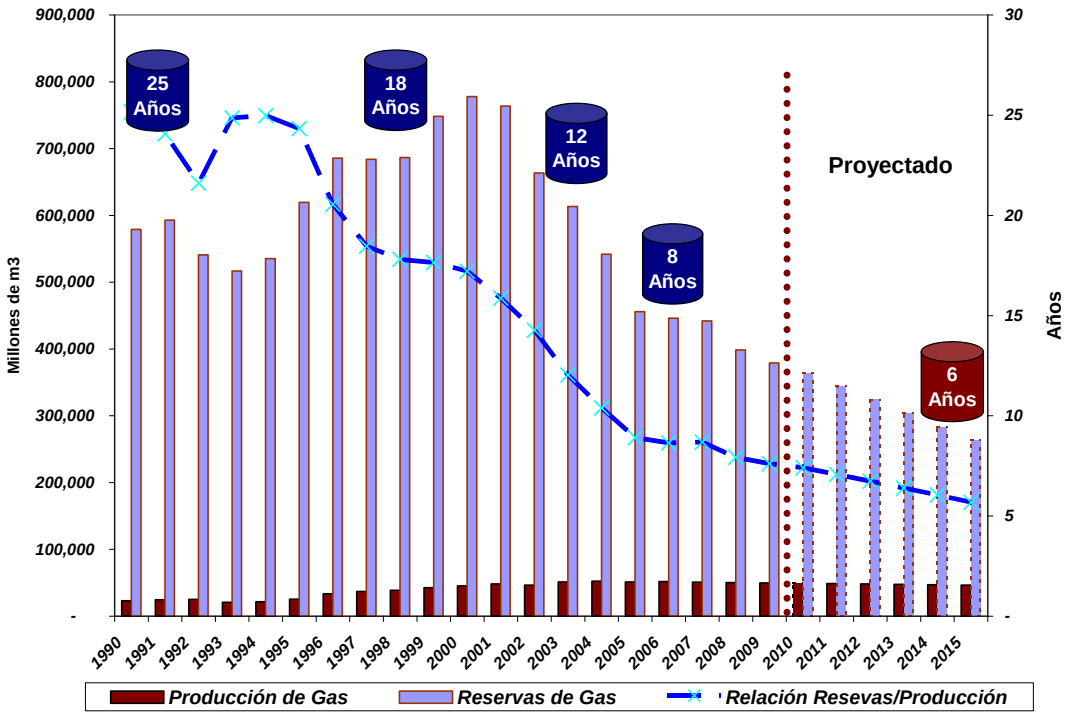
Esto así ya que tanto el gas natural como el petróleo que se encuentra en un reservorio, pasa a ser considerado reserva, cuando es factible su explotación también desde el punto de vista económico.

Es decir pueden convertirse en reservas, ante aumentos del precio del hidrocarburo, volúmenes que se encuentran en formaciones geológicas que requieren de inversiones mucho más altas para ser explotadas, y que a los precios vigentes no son comercialmente viables.

Si bien este es un factor a tener en cuenta, para ello y para determinar los volúmenes que podrían ser incorporados como reservas, es necesaria una fuerte inversión en exploración, o que ésta mínimamente, cubra los volúmenes de reposición, para mantener constantes los años de reservas que se decidan mantener.

De lo expuesto en el gráfico se evidencia que esto no ha sucedido, y que de mantenerse está tendencia, podría llegarse al año 2015, con un valor de Reservas/Producción en el entorno de los 6 años, como se muestra en la proyección expuesta en el gráfico 5.

Gráfico 5 - Relación Reservas/Producción de Gas Natural Proyectado (1990 – 2015)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Siguiendo esta línea de análisis, otra de las variables a analizar, para poder evaluar la futura disponibilidad de gas natural, es la presión de producción del mismo.

La presión de producción se clasifica en baja – media ó alta, y está indicando a la presión a la cual se extrae el gas natural del pozo.

En líneas generales se puede decir que a medida que el pozo se está depletando[3], las presiones a las cuales trabaja el mismo van disminuyendo.

Esto se explica dado que a menor volumen en el reservorio la presión a la cual sale a la superficie es menor.

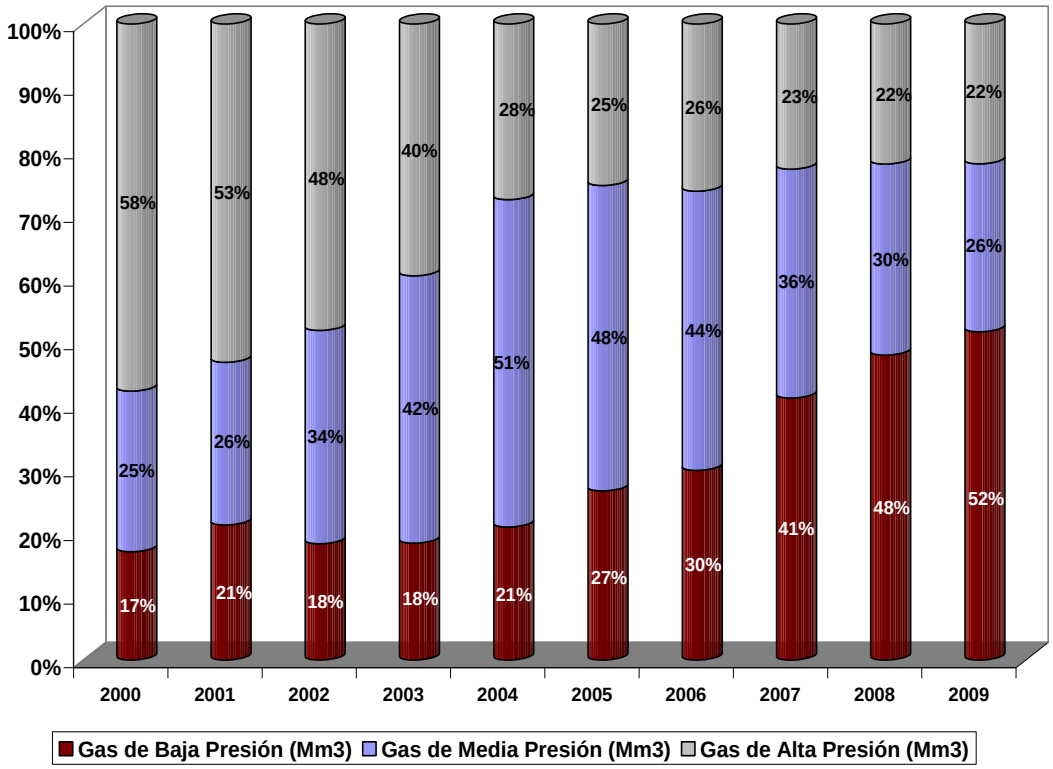
Cabe aclara que existen métodos por los cuales se puede modificar esta presión pero lo que sin duda no se puede modificar, es el agotamiento del recurso, ya que el mismo es finito.

Del análisis del indicador, tal como puede observarse en el gráfico 6, en el año 2000 el 58% del gas producido era de alta presión y solamente el 17 % era de baja presión.

[3] Depletando: sinónimo de agotamiento

Lo que sucedió a partir del año 2000 es que esta proporción se ha ido invirtiendo, pasando a valores para el año 2009 de 52% de gas de baja presión, y de solamente el 22% de gas de alta presión.

Gráfico 6 - Evolución de la Presión de producción de Gas Natural (2000 – 2009)



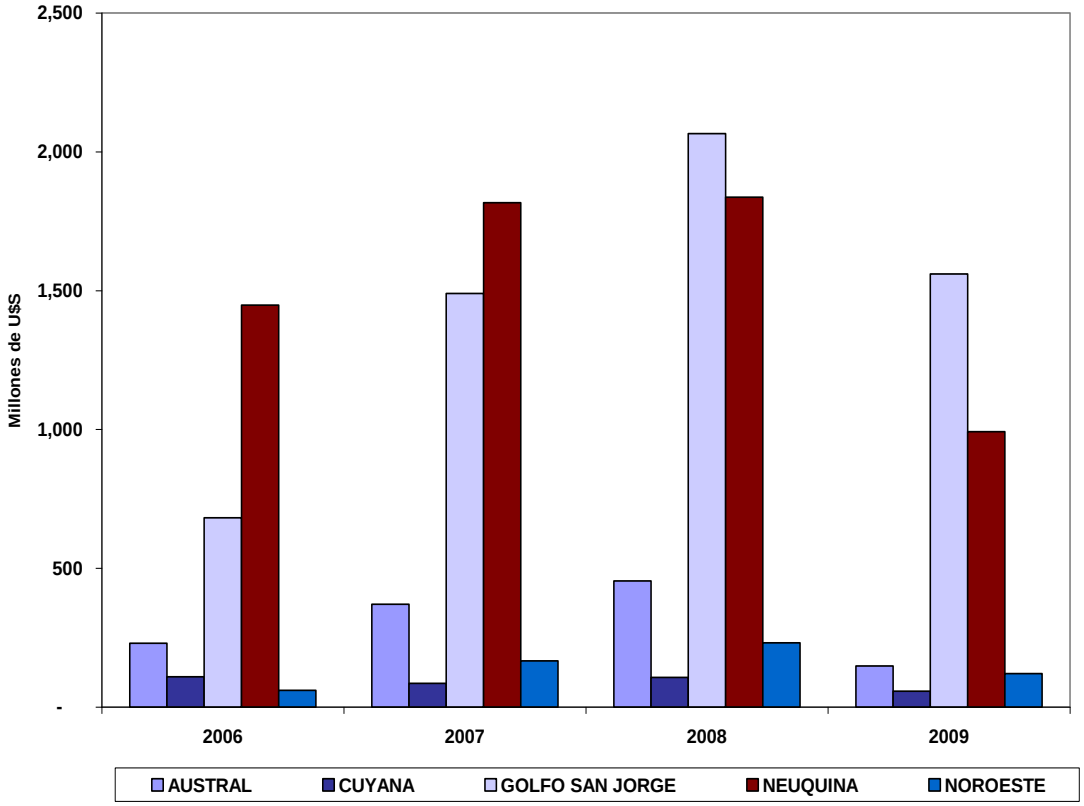
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Esta inversión de las proporciones estaría indicando que los yacimientos ya están entrando en una etapa de madurez, lo que significa que el depletamiento de los mismos ya se estaría acercando en el tiempo, por lo que sería necesaria la incorporación de nuevos pozos que no estén en una etapa de declinación de su producción.

Es evidente que la incorporación de nuevas reservas y de nuevos yacimientos está íntimamente ligada a la inversión que se realice en exploración.

Del análisis que se puede realizar en cuanto a las inversiones realizadas, puede destacarse que los mayores montos se han realizado en la Cuenca Neuquina y en el Golfo San Jorge, siendo este último el que mayores inversiones ha recibido en el año 2009, superando a las inversiones realizadas en la Cuenca Neuquina, como puede verse en el gráfico 7.

Gráfico 7 - Inversiones por cuenca (2006 – 2009)

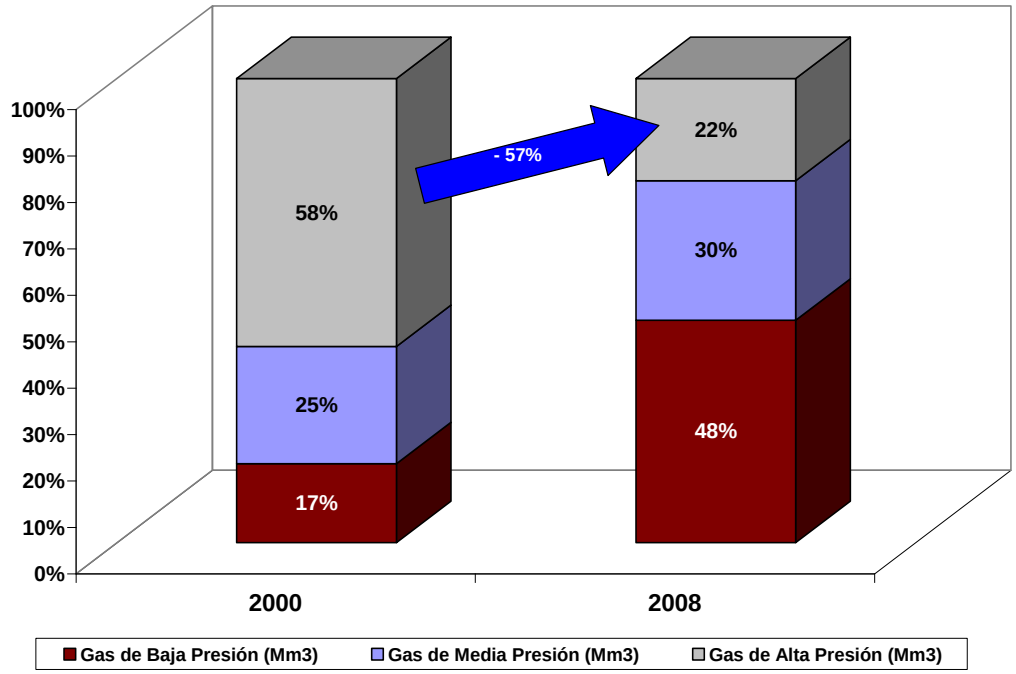


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Del análisis de los dos indicadores, el primero, la declinación de la relación Producción /Reservas y del análisis de las presiones de producción, se deduce la necesidad de fuertes inversiones en exploración a los efectos de aumentar los volúmenes de reservas existentes, y de mantener una oferta interna de gas natural suficiente para abastecer la demanda, o reducir los volúmenes de importaciones necesarias para abastecerla.

En el gráfico 8 puede verse claramente la comparación de las puntas, de la reducción de presiones de producción entre el año 2000 y el año 2008, con una baja de alta presión del 57%, con una proporción del 48% de gas producido a baja presión en el 2008.

Gráfico 8 - Proporción de las presiones de producción (2000 vs. 2008)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Ahora bien, todos estos factores han generado que la oferta interna de gas natural sea insuficiente para bastecer el alto crecimiento que la demanda ha tenido en los últimos años.

Este déficit de oferta interna ha sido cubierto en una primera etapa, con el corte de las exportaciones de gas natural a Chile, y en una segunda etapa mediante la importación.

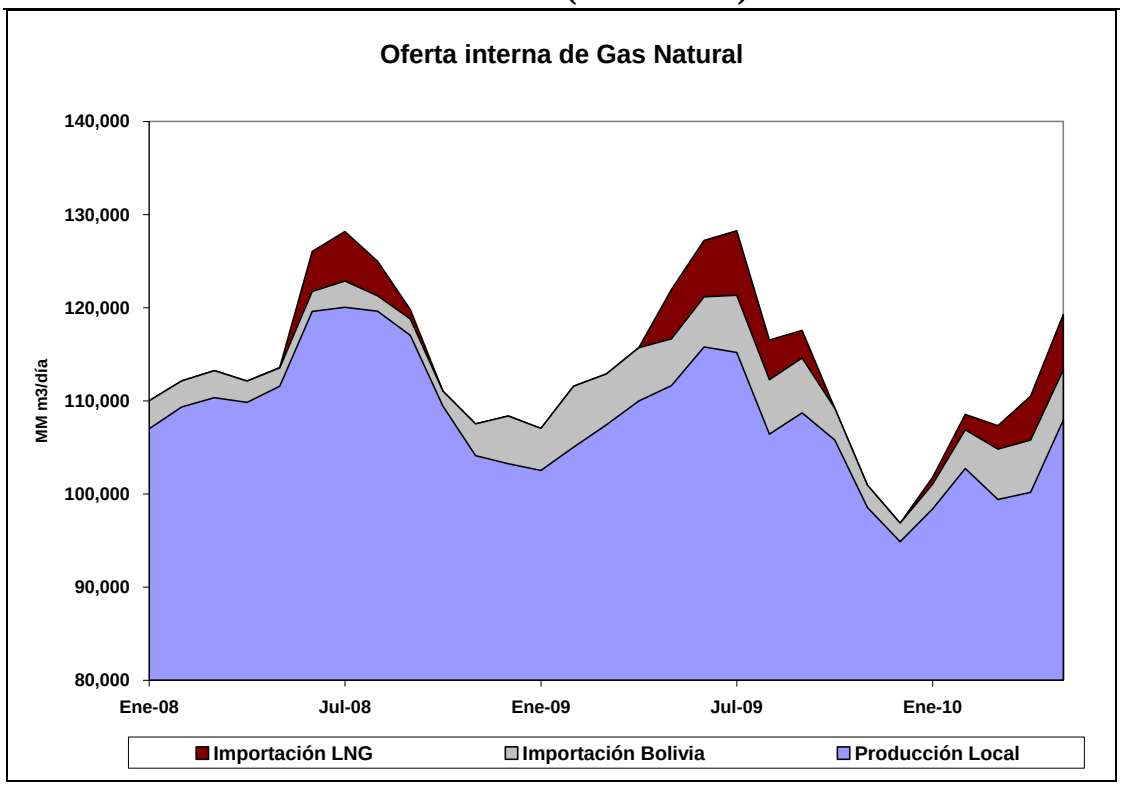
Las importaciones se han realizado mediante la compra de gas a la República de Bolivia y mediante buques que transportan GNL[4], y de esa manera se han cubierto los picos de demanda interna.

Luego de suscribirse el Convenio Marco entre Argentina y Bolivia para la venta de Gas Natural y la realización de Proyectos de Integración Energética el 29 de junio de 2006, durante el ejercicio 2008 la provisión promedio diaria ha sido de 2,7 millones de m³/día, mientras que los volúmenes diarios promedio suministrados por YPFB[5] en 2009 fueron de 4,5 millones de m³/día.

En el gráfico 9, puede apreciarse como han actuado estas importaciones a los efectos de cubrir los picos de demanda, siendo los volúmenes importados desde Bolivia, más estables y utilizándose el gas importado vía los buques metaneros para cubrir los picos estacionales.

[4] GNL: Gas Natural Licuado
[5] YPFB: Yacimientos Petrolíferos Bolivianos

Gráfico 9 - Oferta Interna de Gas Natural (2008 – 2010)



A los efectos de la importación vía los buques de GNL, se utilizó el barco regasificador Excelsior que operó en un muelle existente en el Puerto de Ing. White.

Para la interconexión del barco con el sistema de transporte se construyó un nuevo gasoducto, permitiendo el transporte del gas hasta General Cerri, vinculándose de esta manera con el sistema de transporte de TGS[6].

El Contrato firmado entre ENARSA[7] y Repsol YPF, estipuló la realización de la ingeniería y construcción de todas las instalaciones necesarias para la compatibilidad entre el muelle y la operatoria de regasificación

El monto del contrato establecido fue de U$S 49 millones, donde se incluyó el costo fijo de las obras por U$S 8 millones.

Asimismo, el buque regasificador contratado tiene una capacidad de almacenaje de 138.000 m³ y una capacidad máxima de regasificación de 8 millones de m³ diarios (aproximadamente un 6% del volumen promedio diario de la demanda en Argentina).

ENARSA contrató la provisión de GNL durante el año 2008 con un costo de U$S 270 millones.

Las instalaciones construidas en 2008, permitieron continuar en 2009 la temporada de regasificación desde el mes de mayo hasta el 30 de septiembre.

[6] TGS: Transportadora de Gas del Sur, es junto con TGN (Transportadora de Gas del Norte), licenciatarias del servicio de transporte de gas natural en Argentina.
[7] ENARSA: Energía Argentina S.A.

Este período se extendió primero hasta el 31 de octubre y luego hasta el 30 de abril de 2010. Por su parte, los volúmenes inyectados en la temporada mayo – diciembre de 2009 fueron de 780.000 MMm³ de GNLR, lo que representa la descarga de 10 cargas de metaneros recepcionados en el Puerto de Bahía Blanca.

Durante 2009, los volúmenes de GNLR inyectados se destinaron a las Distribuidoras para abastecer la demanda de gas residencial.

Con la publicación del Decreto PEN N° 2067/2008, se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y todo aquello que sea necesario para satisfacer las necesidades nacionales de dicho hidrocarburo, con el fin de garantizar el abastecimiento interno.

Buque Regasificador (Bahía Blanca)

Otra fuente de abastecimiento por medio de buques de GNL es la que se planteó para los próximos años a partir del "**Proyecto Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en Uruguay",** en virtud del acuerdo celebrado entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay para la implementación y operación del proyecto de regasificación de gas natural licuado.

ENARSA inició un proceso de asociación con la empresa UTE para constituir una Unión Transitoria de Empresas que lleve a cabo el proyecto de regasificación.

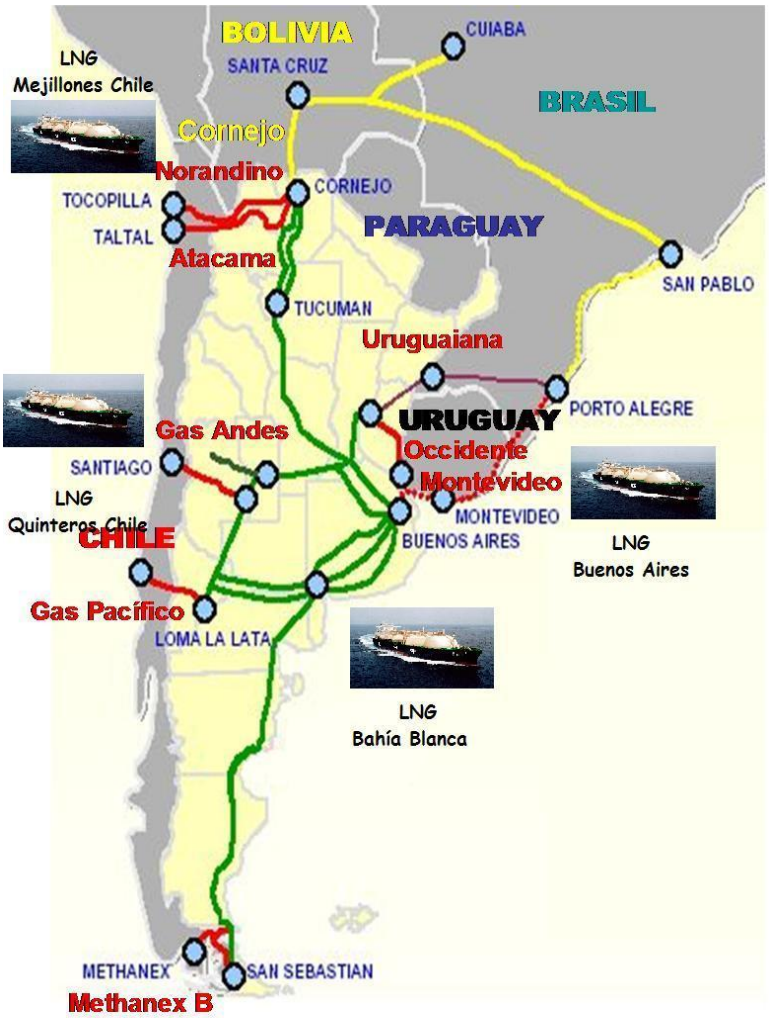
Dicho proyecto se instalará en las inmediaciones de Montevideo, y tendrá como objetivo proveer a Uruguay y a Argentina de gas natural regasificado a partir de gas natural licuado.

En este emprendimiento conjunto, se prevé una participación de **ENARSA** del 50%, y un porcentaje equivalente en el uso de la capacidad de las instalaciones para el suministro de gas natural a la República Argentina.

Otra posible fuente de abastecimiento mediante buques de GNL, es por medio de la importación vía la República de Chile, a partir de las plantas de regasificación que el vecino país tiene en Quinteros y en Mejillones, debido a que se cuenta con la

infraestructura de gasoductos, estos gasoductos antes eran utilizados para la exportación de gas desde Argentina hacia Chile.

Posibles fuentes de abastecimiento de GNL



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía

Como se explicó anteriormente, un aumento de reservas podría lograrse a través de incentivos económicos que viabilicen el desarrollo de yacimientos que requieren inversiones extra por las características geológicas que presentan los mismos.

Dentro de estas alternativas se encuentra el gas “No Convencional”.

Los avances en nuevas técnicas de exploración y perforación, como la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, están permitiendo un mejor acceso a los recursos de gas “no convencional” a precios competitivos, lo que está teniendo un gran impacto en los mercados globales del gas.

Actualmente, la mayor parte de la producción de gas no convencional está localizada en los Estados Unidos y Canadá, mientras que estos recursos se están empezando a explotar en el resto del mundo.

Estas tecnologías han permitido que en 2009, Estados Unidos haya superado a Rusia como primer productor de gas del mundo.

En total, los recursos de gas no convencional pueden añadir entre 60 y 200 % de las reservas mundiales de gas.

En la última década, la producción interna de gas en los Estados Unidos se ha mantenido, e incluso se ha incrementado en 2008. Más sorprendente aún, las reservas probadas de gas en los Estados Unidos se han incrementado un 40% desde 2006.

La Agencia Internacional de la Energía define el gas no convencional como el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional.

Los recursos de gas no convencionales se clasifican en: metano en capas de carbón (coal bed methane), gas en areniscas de baja permeabilidad (tight gas) y gas en esquistos o pizarras (shale gas).

A continuación se describirán las principales características de los mismos:

Tight Gas

Se conoce como gas en arenas compactas (Tight Gas) al gas natural presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Los yacimientos son generalmente formaciones areniscas, aunque también se puede encontrar en formaciones calizas.
Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales, de manera que no hay una separación clara entre los dos tipos de yacimiento.
La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0,1 millidarcy.
La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos. La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional, y para recuperar el gas, se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas.

Shale Gas

Se conoce como gas en esquistos (shale gas) al gas natural que se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente por esquistos o pizarras (una roca sedimentaria de grano que se fractura fácilmente en láminas finas y paralelas).
Los esquistos tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de fracturación para aumentar la permeabilidad.

Mientras que un pozo en un yacimiento Qatarí puede producir unos 4 millones de metros cúbicos al día, un pozo en esquistos, sin estimulación, puede producir sólo 0,15 millones de m3 al día.
El gas de esquistos ha sido producido durante décadas en las zonas con fracturas naturales; la expansión del gas de esquistos en los últimos años se debe a los éxitos de la tecnología de la fracturación hidráulica para crear extensas fracturas artificiales alrededor de los pozos de exploración.
La perforación horizontal también se emplea en las cuencas de esquistos, con longitudes laterales de hasta 3000 metros, con vistas a conseguir la máxima superficie de contacto entre el pozo de perforación y la capa donde está almacenado el gas.

Coal Bed Methane

Se conoce como metano en capas de carbón (Coal Bed Methane o las siglas, CBM) al gas con alto contenido en metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón.
Se conoce también con otros nombres como gas natural del carbón (NGC) o gas en capas de carbón (CBG). Se trata de gas natural generado y almacenado en vetas de carbón.
Las vetas de carbón tienen un sistema de doble porosidad que comprende microporos, que existen en la matriz del carbón y un sistema de fracturas naturales llamadas planos de exfoliación, que son los macroporos.
En un yacimiento de metano en capas de carbón, el agua inunda completamente las capas de carbón, y su presión hace que el metano quede absorbido en las superficies granuladas del carbón.
La capacidad de los yacimientos de carbón para almacenar metano en las capas de carbón depende de la presión en el yacimiento, la composición del carbón, el porcentaje de carbono, la estructura de microporos, las propiedades moleculares del gas adsorbido y la temperatura del yacimiento.
Para producir el metano en capas de carbón primero debe extraerse el agua, reduciendo la presión para que el metano del carbón se libere y fluya hacia el núcleo del pozo.
A medida que la cantidad de agua en el carbón disminuye, la producción de gas aumenta.

Las capas de carbón suelen tener baja permeabilidad, por lo que los fluidos no circulan fácilmente a través, a menos que el yacimiento sea estimulado con fracturación hidráulica.

Principalmente los desarrollos en Argentina están orientados al Tight Gas, por lo que a continuación se describirá con más detalle el mismo:

Tight Gas

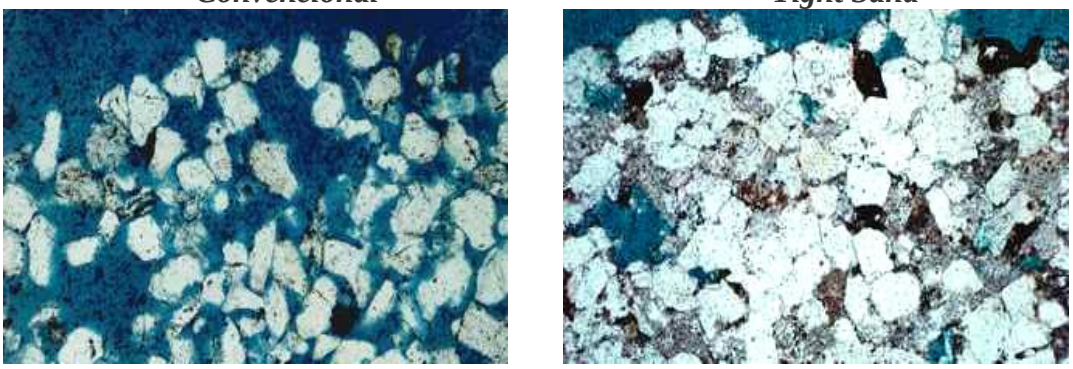
Tight gas es el término comúnmente usado para referirse a yacimientos de baja permeabilidad que producen mayormente gas natural seco.

Para los años 70 debido a una decisión del gobierno de U.S., se nombraban yacimientos de tight gas, a todos aquellos cuya permeabilidad al gas fuese menor a 0.1 mD; actualmen[8]te la definición de yacimientos tight gas, es función de muchos factores físicos y económicos.

Los físicos, están relacionados con la ley de Darcy para flujo radial, donde la tasa de flujo es función de la presión de fondo fluyente, la presión de yacimiento, el radio del pozo, propiedades del fluido, temperatura del yacimiento, permeabilidad, espesor, radio de drenaje y del daño.

Micrografía arena Convencional y Tight Sand

Convencional ***Tight Sand***



Fuente: Presentación Universidad de Cuyo

La mejor definición de yacimientos tight gas, es la de un yacimiento que no es capaz de producir a tasas económicamente rentables y en el que solo se pueden recuperar cantidades favorables de gas, si el pozo es estimulado con técnicas de fracturamiento o es producido por pozos horizontales o multilaterales.

Con esto se tiene que no hay yacimientos típicos de tight gas, estos pueden ser tanto profundos como someros, con alta o baja presión y temperatura, homogéneos o naturalmente fracturados.

Para evaluar y desarrollar un yacimiento de gas de baja permeabilidad, y determinar las zonas prospectivas en él, usualmente se necesita de mucha más información para evaluar un pozo de este tipo, que para uno convencional y por esto, se debe integrar toda la información tomada de: registros, perfiles, historiales de perforación y pruebas de presión.

[8] Mili Darcy: Medida que da cuenta de la porosidad de la roca reservorio

Usualmente, se utiliza la técnica de pruebas de inyección cortas y el subsiguiente análisis Fall Off para caracterizar este tipo de yacimientos; esto debido al poco flujo de gas hacia el pozo como producto de las bajas permeabilidades.

Para optimizar el desarrollo de este tipo de yacimientos, se puede optimizar el número de pozos a ser perforados así como también, los procedimientos de perforación y completación para cada uno de ellos. La óptima perforación, completación y simulación para cada uno de los pozos es función de la situación económica en la que se esté trabajando y de las características del yacimiento.

Los costos de perforación, completación y estimulación, mas el precio del gas y el mercado del gas, todo esto, afecta al desarrollo de este tipo de yacimientos.

Por último, los métodos más comúnmente usados por los ingenieros de yacimiento para el cálculo de reservas son: el volumétrico, balance de materiales, curvas de declinación de presión y modelaje de yacimiento; normalmente, los métodos volumétricos no se ajustan a yacimientos gas tight; debido a que el área de drenaje es rara vez conocida; el balance de materiales tampoco se adapta a este tipo de arenas porque es casi imposible cerrar pozos por un tiempo tan largo para poder estimar la presión de yacimiento, cuando el yacimiento presenta tan poca permeabilidad.

Con esto, el mejor método para determinar reservas en este tipo de yacimientos es el análisis de los datos de producción usando tanto curvas de declinación como simulación de yacimientos.

En los últimos tres años en Argentina y en concordancia con la tendencia mundial al respecto, los proyectos e inversiones en Tight Gas y Shale Gas han ido incrementándose.

Ahora bien, la evolución de dichos proyectos están estrechamente ligada con distintas variables, a saber: el precio, las tecnologías y la explotación de reservorios.

En relación con la variable precio, es necesario contar con más información respecto al costo final de producción de este tipo de gas, como así también conocer las reservas que serán incorporadas en estos yacimientos, y un factor a considerar, es el desarrollo de nuevas tecnologías tales como la realización de pozos horizontales, fracturación hidráulica, las que permitirán un mejor desarrollo de estos yacimientos.

En Argentina**,** comenzaron a realizarse estudios en 2006 sobre la factibilidad de obtener gas natural en arenas compactas principalmente en la **Cuenca Neuquina**.

La empresa Medanito fue una de las primeras en encarar un proyecto de este tipo en el yacimiento Aguada Chivato, perforó un pozo sobre arenas compactas a una profundidad de 3000 metros. También YPF hizo lo suyo en el yacimiento Loma La Lata, en donde se encuentran hoy en día la mayor cantidad de proyectos de este tipo

El Tight Gas según indican diferentes informes al respecto, se puede producir a 6 U$S/MMBtu o menos y el recurso parece ser extenso.

Es importante destacar que si se considera que el gas importado por medio de barcos de Gas Natural Licuado (LNG) registra precios de entre 8/10 dólares por millón de BTU, y el (FO+GO) importado tiene valores superiores, los desarrollos de gas no convencional pasan a ser una opción atractiva para abastecer el mercado interno.

El Tight Gas se trata de yacimientos o formaciones detectadas, sobre las que hay que hacer una inversión fuerte, y el riesgo de exploración es distinto, ya que la exploración en las cuencas inexploradas, es de muy alto riesgo geológico.

Producir un pozo de Tight Gas cuesta en promedio 10 veces más caro que un pozo de un yacimiento convencional y tiene una permeabilidad 10 veces menor, por lo que fluye muy lentamente.

Ante la necesidad de Argentina de incorporar nuevas reservas de gas natural, como se analizó anteriormente, en marzo de 2008 la Secretaría de Energía de la Nación publicó la Resolución 24/08 que establece y crea el Programa Gas Plus.

La resolución establece que a partir de la presentación de proyectos que promuevan la expansión de reservas de gas natural, se beneficiaran con precios superiores a los que actualmente rigen en el mercado del gas.

En este programa están incluidos proyectos Tight Gas, Yacimientos nuevos y Yacimientos profundos.

El proyecto Gas Plus nació a partir de la verificación sobre la disponibilidad de gas en producción y reservas, ya que era necesario incentivar una mayor producción y la incorporación de nuevas reservas.

Programa Gas Plus

Gas Plus es un programa de la Secretaría de Energía de la Nación del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios para promover la producción de gas natural, iniciado en el año 2008.

La Resolución 24/2008 de la Secretaría de Energía de la Nación, señala que resulta menester implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción gasífera del sector privado, en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos.

Aduciendo que ello se logrará sobre la base del aumento de producción e incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionan a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos.

Crea para ello un mecanismo para garantizar la libre comercialización del GAS PLUS, conforme la categorización que efectuará la SECRETARIA DE ENERGIA, cuyo precio de comercialización no estará sujeto a las condiciones previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011.

Se trata pues de un sistema de producción de gas de mayor costo de extracción y mayor precio de venta a los consumidores, lo que garantiza mayores regalías a las provincias con yacimientos de este tipo.

En relación con la tercera etapa del programa, Gas Plus III este programa le permite a las empresas de hidrocarburos cobrar cinco dólares por millón de BTU, en lugar del 0,50 centavos de dólar que actualmente percibe por el gas que producen.

En el Anexo I de la Resolución 24/2008 se establecen las condiciones que deben cumplirse para acogerse al programa.

Características que debe cumplir el gas:

Debe tratarse de gas natural producido en:

a) una Concesión de Explotación que haya sido otorgada como consecuencia de un descubrimiento informado con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución; o

b) una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, mientras provenga del desarrollo de yacimientos caracterizados como de "Tight Gas", a los cuales se los define como "Reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada"; o

c) una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, que haya producido gas en el pasado y que, por agotamiento de los reservorios existentes a ese momento, no haya entregado gas natural al sistema de transporte y distribución para su comercialización, ni haya utilizado gas producido en ese yacimiento para la generación de electricidad "en boca de pozo" con destino a su comercialización, desde el 1º de enero de 2004, a la fecha de la entrada en vigencia de la presente Resolución. Quedan excluidas, por lo tanto, de este supuesto, las concesiones que poseen reservas declaradas comercialmente explotables y que, al presente, no se encuentran aún en producción por cuestiones relativas a la inversión en el desarrollo de tales explotaciones, o

d) Una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la vigencia de la presente Resolución, mientras provenga del desarrollo de "Yacimientos Nuevos", que sean fruto de esfuerzos exploratorios que arrojen resultados positivos con

posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, que presenten presiones estáticas de reservorio originales y que, en consecuencia, no han tenido hasta el presente producción comercial. Se considerarán a estos efectos y sin más condiciones, como "Yacimientos Nuevos" a aquellos que sean descubiertos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución y se encuentren ubicados en formaciones geológicas que no estén ni hayan estado en producción en la Concesión otorgada y que, en superficie, no se superpongan con otros yacimientos que se encuentran ya en producción.

Para el caso en que se trate de yacimientos que, en superficie, no se superpongan con otros que se encuentran ya en producción, pero que, sin embargo, se encuentran ubicados en formaciones geológicas que, dentro de la Concesión otorgada, están entregando producción de gas natural, el solicitante deberá adicionalmente acreditar con suficiencia documental, ante la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS que el descubrimiento corresponde a esfuerzos exploratorios que arrojaron resultados positivos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, debiendo quedar en claro y sin margen de duda, que no se trata de desarrollo de avanzada sobre reservorios ya descubiertos y en producción, sino auténticos nuevos yacimientos.

Con la puesta en marcha del Programa Gas Plus III, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicio, propende a generar inversiones por 413 millones de dólares en 15 proyectos, incorporando así en los próximos años reservas por 26.000 millones de metros cúbicos.

Lo hizo a través de las modificaciones dispuestas en la resolución 695/09, para garantizar la mayor concurrencia de proyectos e incrementar así sustancialmente la oferta de gas.

El nuevo esquema permitirá que en 2010 se amplíe la oferta de gas en 4 millones de metros cúbicos diarios, mientras que otros 11 millones se agregarán en 2011.

Los proyectos aprobados con la nueva normativa están ubicados en las provincias de Salta, Neuquén, Santa Cruz y Río Negro.

El Ministerio de Planificación ha buscado incentivar a los productores mediante el reconocimiento de mejoras en las condiciones de comercialización, y respetando los requisitos exigidos en la normativa creadora del programa.

Por las modificaciones introducidas también se tendrá en cuenta el grado de cumplimiento de los compromisos asumidos con anterioridad en materia de entrega de volúmenes de gas.

Ahora, el peticionario puede ser o no un productor firmante del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y aún así ser habilitado para solicitar la categorización de Gas Plus.

Para esto deberá acreditar en su petición que durante los 12 meses anteriores al de la presentación de la solicitud, efectuó entregas de gas natural superiores a 95 por ciento de su producción neta.

Esa producción no deberá provenir de proyectos calificados como de Gas Plus, que

fueron realizados bajo los parámetros de precio y prioridad establecidos en el acuerdo y/o en las instrucciones impartidas al peticionante por la Secretaría de Energía.

Adicionalmente, cuando un productor no cumpla con la totalidad de los compromisos de entrega asumidos en el acuerdo mencionado, estará habilitado igualmente para presentar proyectos para ser considerados aptos para la caracterización de Gas Plus.

En esos casos, sólo 85 por ciento del gas natural producido como consecuencia de tales proyectos será caracterizado como Gas Plus, debiéndose destinar 15 por ciento restante a cubrir los defectos de inyección.

Otras serán las condiciones cuando las empresas no hayan alcanzado la entrega de los volúmenes comprometidos bajo el acuerdo y soliciten la caracterización de un proyecto como Gas Plus, en tanto se trate de proyectos "Tight Gas" o de proyectos exploratorios.

En esos casos se las eximirá del requisito establecido para la mayor producción diaria de gas natural esperable del prospecto a ser caracterizado como Gas Plus, y ésta deberá ser, como mínimo, superior en 20 por ciento a la producción diaria que ha registrado como promedio en el total de sus concesiones.

Los proyectos caracterizados como Gas Plus realizados dentro de permisos de exploración, verán beneficiada su producción después de declarada la comerciabilidad del yacimiento, y solicitada la concesión de explotación correspondiente a la autoridad competente.

Proyectos Gas Plus

CUENCA NOROESTE / Empresa	
Gran Tierra S.A.	1
Tecpetrol S.A.	2
Pluspetrol Energy S.A.	1
Pan American Energy LLC	1
Sub. Total	5
CUENCA NEUQUINA / Empresa	
Apache Energía Argentina S.A.	7
Capex S.A	2
C.G.C	1
Pan American Energy LLC	1
Petróleos Sudamericanos S.A - Necon S.A	1
Petrolera Piedra del Águila	1
Pluspetrol S.A	1
Tecpetrol S.A	12
Total Austral S.A.	3
YPF S.A.	4
Sub. Total	33
CUENCA GOLFO SAN JORGE / Empresa	
Pan American Energy LLC	2
Sub. Total	2
CUENCA AUSTRAL / Empresa	
Roch S.A.	2
Occidental Argentina	2
Aerpetrol	1
Total Austral S.A.	1
Sub. Total	6
TOTAL Proyectos	**46**

Algunos datos		
Proyectos		
	Presentados	46
	Aprobados	34
	Pendientes Aprobación	12
Caracteristicas		
	Exploración	19
	Tight Gas	17
	En Estudio	2
	Varios	8
Inversión		
	Monto Estimado (Mmu$s)	2243
Precios de comercialización del gas		Entre
	Algunos proyectos u$s/MMBtu	4,1 / 5,0
Reservas a incorporar	Monto estimado en MM m3	66.444

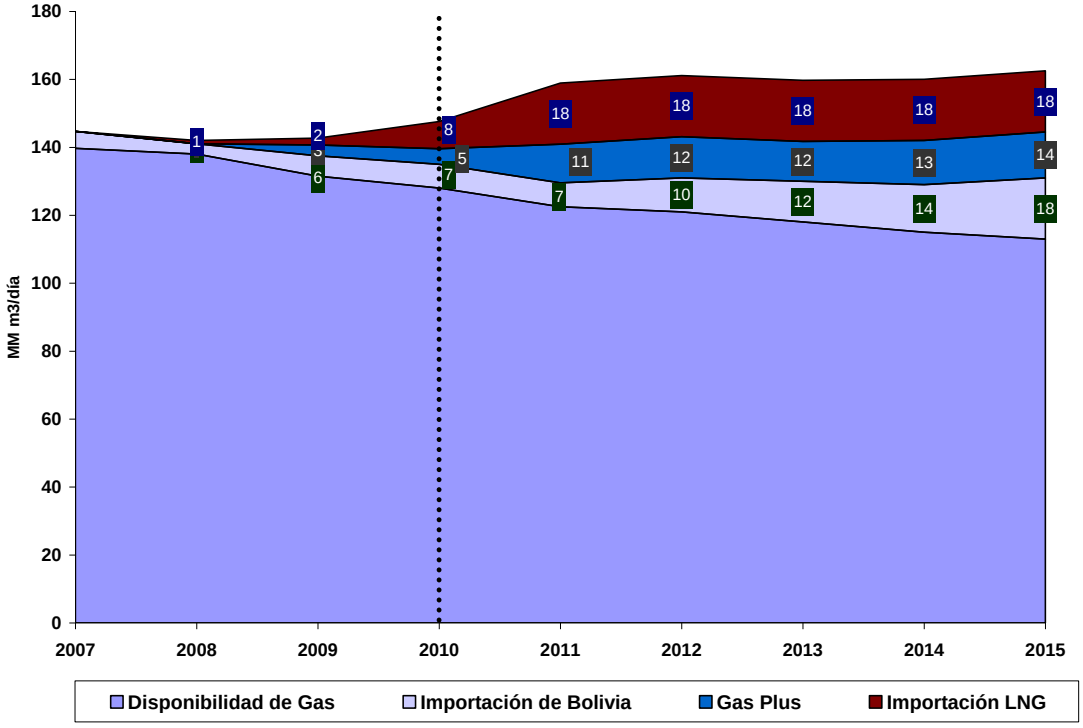
Como puede apreciarse en los datos expresados anteriormente, existen en la actualidad muchos proyectos relacionados al gas “no convencional”, y se espera que los mismos sigan aumentando en número, como puede verse a continuación en una proyección realizada por la Secretaría de Energía hasta el año 2013.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Volumenes que incorpora en miles de m3/día	**133.00**	**3.264.69**	**4,613.75**	**11,429.44**	**12,135.09**	**11,741.10**

Fuente: Secretaría de Energía

En base a todo lo expresado anteriormente se procedió a realizar una proyección con los distintos escenarios de abastecimiento, en un escenario proyectado de disminución de la producción de gas convencional, en concordancia con las tendencias actuales, como puede verse en el gráfico 10.

Grafico 10 - Evolución de la disponibilidad de Gas natural (2007 – 2015)



Fuente: Elaboración propia en base a datos Secretaría de Energía

En el escenario proyectado se utilizaron las distintas fuentes de abastecimiento mencionadas anteriormente, es decir la importación de Bolivia, el desarrollo de reservas de gas no convencional y la importación de Gas Natural Licuado vía buques.

El ritmo de necesidades de importación viene aumentando en los últimos años, si bien todavía no representan un porcentaje significativo, ya que si se analiza el volumen de importación con respecto al volumen operado, este solo representa el 3.8%, como puede verse a continuación.

Impacto de las importaciones de gas (miles de m^3/día)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Importación Total	2.197	4.759	5.008	4.683	3.712	6.780
Exportación Total	20.079	18.198	17.261	7.402	2.800	2.500
Importación Neta	-17.882	-13.439	-12.253	-2.719	912	4.280
Operado Promedio Día	101.162	106.424	108.999	114.944	115.929	112.435
Importación/operado					**0.8%**	**3.8%**

Fuente: Secretaría de Energía

Es evidente que la búsqueda de alternativas de abastecimiento, es necesaria debido al declinamiento de las reservas, y seguramente la demanda futura de gas natural sea abastecida por una combinación de distintos orígenes como los planteados anteriormente.

Redes de Transporte

La red de transporte de la república argentina a partir de la privatización de Gas del Estado S.E., y a partir de la Ley 24.076, pasó a estar en manos de dos empresas transportadoras, a saber, TGN[9] y TGS[10], las cuales tiene un área de licencia asignada en la cual prestan el servicio de transporte de gas natural.

En cuanto a la capacidad total de transporte del sistema (incluyendo gasoductos regionales y de exportación) es dable destacar que la misma aumentó en el año 2009, 0,3 MM m3/día, lo que supone 0,22% más de capacidad disponible respecto del año 2008.

Así, a fines del 2009 la capacidad de transporte disponible era de 137,65 MM m3/día (140,67 MM si se consideran los gasoductos de distribución), totalizando un 85,7% más desde la privatización en diciembre de 1992.

Ahora bien, en cuanto a la evolución del nivel de utilización de la capacidad de transporte disponible en el sistema, durante el invierno del año 2009, el 85,1% de la capacidad disponible se encontraba utilizada.

[9] Transportadora de Gas del Norte
[10] Transportadora de Gas del Sur

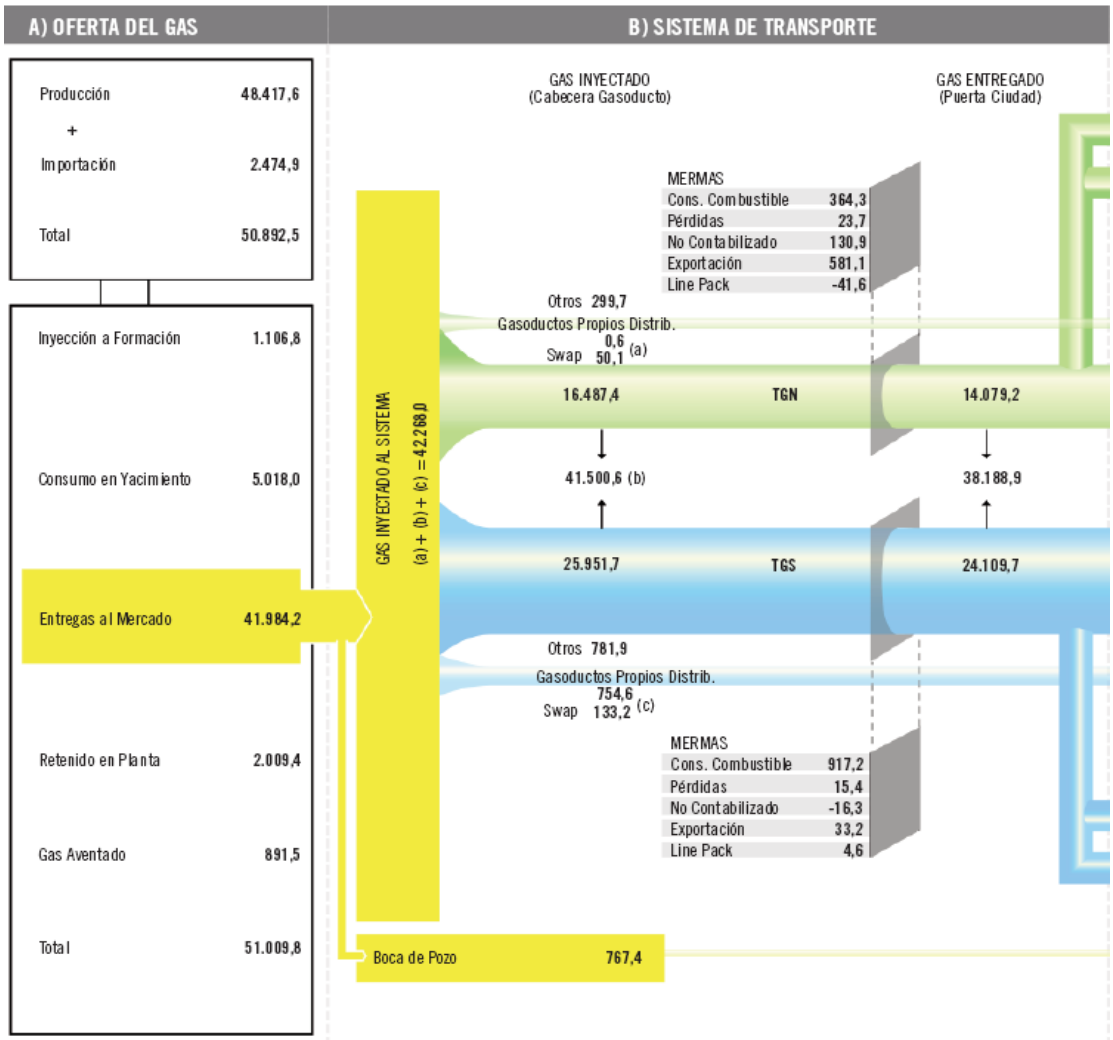
En los siete últimos años se ha aumentado significativamente la demanda durante el verano, reduciéndose la amplitud estacional existente hasta entonces. Esto se produjo dado que el nivel de uso promedio en el verano subió del 64% a más del 80%.

Es por ello, que en el año 2009, el total del gas inyectado al sistema alcanzó los 42.268 MM m^3/día, correspondiendo 16.487,4 MM m^3/día a Transportadora de Gas del Norte (TGN) y 25.951,7 a Transportadora de Gas del Sur.

Durante el año 2009, se inyectó en los sistemas de transporte y distribución un promedio de 112,0 MM m3/día, lo que implicó un descenso del orden del 1,9% con relación al año previo, y un aumento del orden del 74,3% en relación con el año 1993.

El máximo volumen inyectado al sistema en el año 2009 se verificó el día 8 de junio con un valor de 125,9 MM de m3.

Gráfico 12 - Sistema Gasífero Argentino – Flujo de Gas 2009 (en MM m^3)



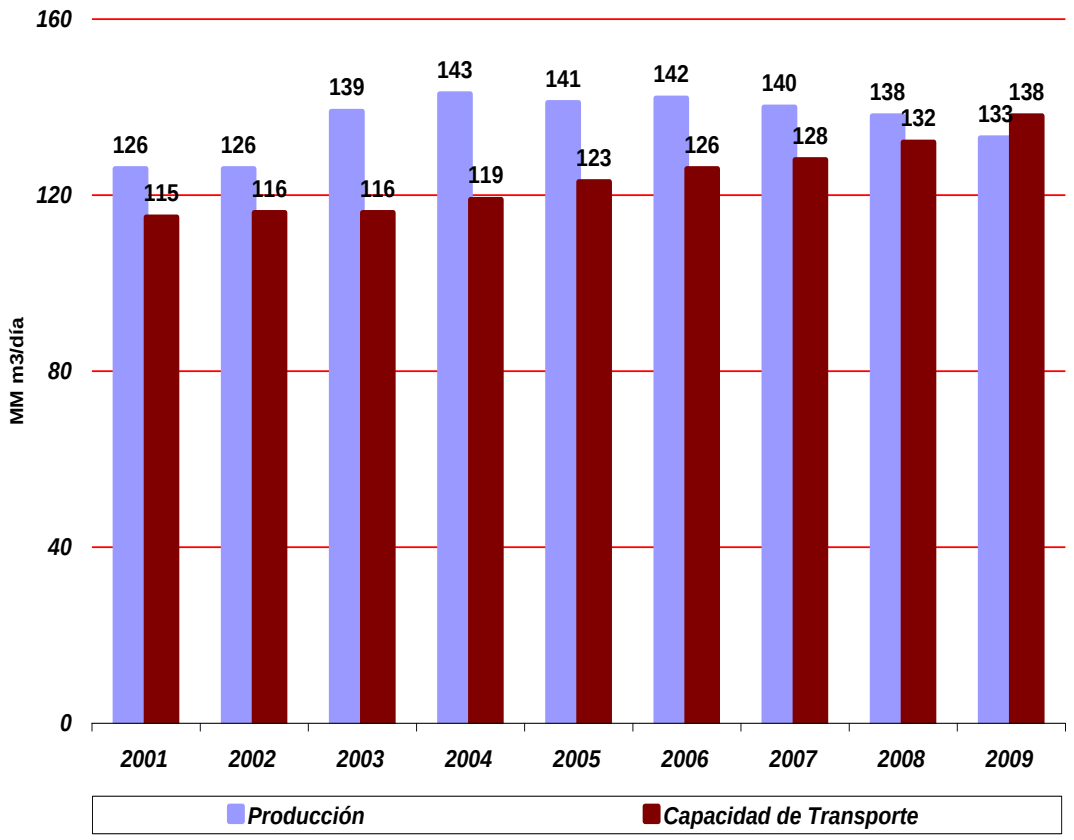
Fuente: ENARGAS

En total el gas entregado al sistema de distribución, totalizó 38.188,9 MM m^3/día, dado que existen mermas en el transporte, entre las que se encuentran las pérdidas, el gas no contabilizado, y el line pack[11].

Ahora bien, la capacidad de transporte ha tenido un aumento en los últimos años a los efectos de acompañar el crecimiento de la demanda, y a partir de las obras que se tornaron necesarias realizar porque la capacidad existente no podía abastecer dicha demanda, generándose así, cuellos de botella que impedían el normal suministro.

Puede verse en el gráfico 13, como ha ido evolucionando la capacidad de transporte desde el 2001, en comparación con la producción.

Gráfico 13 - Evolución de la producción con respecto a la capacidad de transporte (2001 – 2009)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación - Enargas

Si bien del gráfico se desprende que la capacidad de transporte ha superado a la de producción, es necesario destacar que aún persisten algunos cuellos de botella especialmente en el sistema sur de transporte, pero los mismos están siendo solucionados mediante obras de refuerzo del sistema.

[11] Line Pack: Gas necesario para llenar los gasoductos y poder transportar el gas

El incremento de la demanda de gas natural en el país, especialmente el producido desde fines de 2005, generó la necesidad de realizar obras de expansión de gasoductos que permitieran incrementar en casi 25 millones de m3/día la capacidad de transporte en la Red Nacional.

A continuación se analizarán las principales obras que se han realizado a los efectos de la ampliación de la capacidad de transporte y la primera a analizar es la construcción del gasoducto Patagónico.

Obras relevantes en el Sur del País

El Gasoducto Patagónico, es la obra de infraestructura más importante encarada en la Provincia de Chubut durante los últimos 20 años.

Afianzado financieramente en un Fideicomiso, que cuenta con aportes del Gobierno Nacional, la Provincia de Chubut, la empresa EMGASUD –responsable del proyecto y construcción- y un grupo de inversores privados, se construyó la tubería que parte desde el Gasoducto General San Martín -en cercanías de Comodoro Rivadavia- pasa por el Yacimiento El Zorro y se extiende hasta su conexión con el Gasoducto Cordillerano en Esquel, recorriendo aproximadamente 550 km. sobre diversas conformaciones topográficas, en una de las regiones de mayor rigor climático en el país.

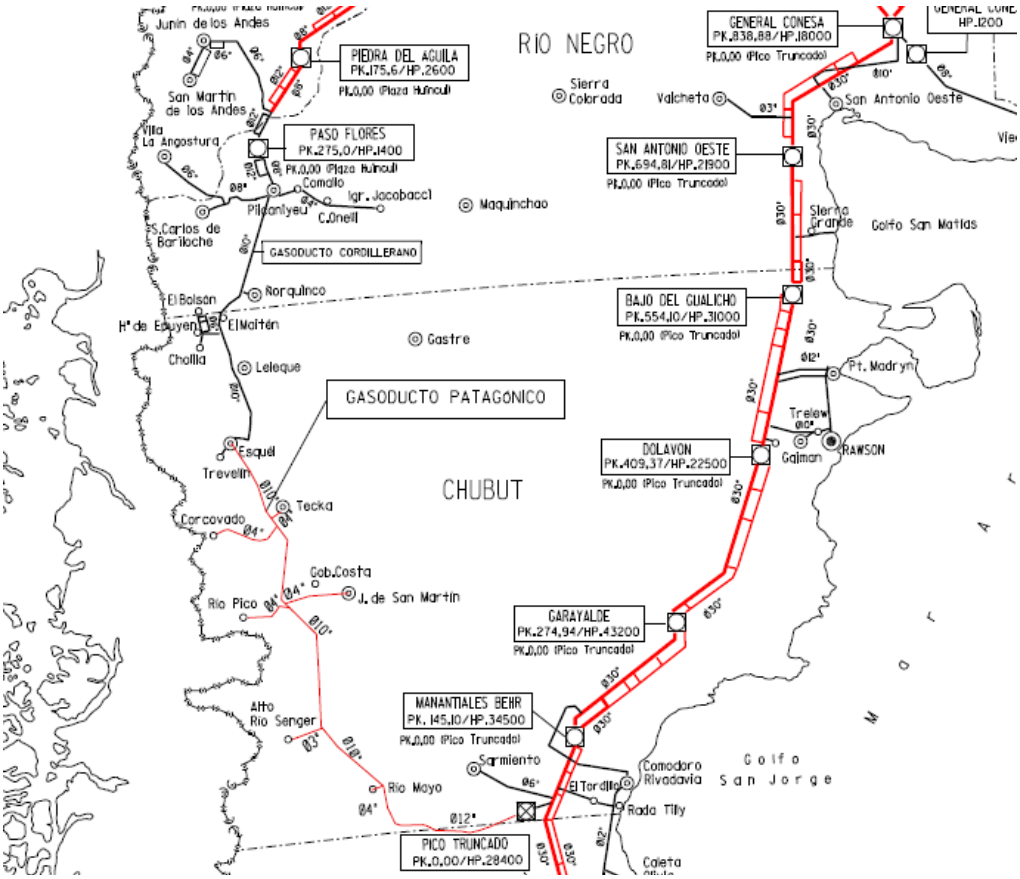
Este Gasoducto cuenta con una capacidad de transporte de 1.000.000 m^3/día que beneficia a algo más de 21.000 familias patagónicas con gas natural, y requirió una inversión aproximada de $ 271.000.000.

FICHA TÉCNICA	
Longitud:	550 Km. aprox. (10” y 12”)
Capacidad de Transporte:	1.000.000 m3/día (75 bar)
Inversión aproximada:	$ 271.000.000
Población Beneficiada:	85.000 Habitantes
Nuevos usuarios residenciales a incorporar:	21.250
Nuevas localidades abastecidas:	Río Mayo – Alto Río Senguer – Gobernador Costa – José de San Martín – Tecka – Río Pico (2007) – Corcovado (2007)
Localidades beneficiadas	

En Río Negro:	Esquel, Cholila, El Maitén, El Hoyo, Lago Puelo, Trevelín, Epuyen, El Bolsón, Pilcaniyeu, Ñorquinco, Ingeniero Jacobaci y Bariloche.
En Neuquén:	Villa La Angostura, Junín de los Andes y San Martín de los Andes.

A continuación en el gráfico 14, puede verse el trazado del gasoducto patagónico y las localidades que abastece de gas natural, siendo las mismas hasta la conexión con el gas natural, abastecidas con gas licuado de petróleo distribuido por redes.

Gráfico 14 – Sistema de transporte de gas natural (2009)



Fuente: Enargas

A fines de mayo de 2008, quedaron habilitados los ramales de alimentación de gas natural que interconectan las localidades de General Pico y Corcovado, ubicadas en la Provincia del Chubut, con el Sistema del Gasoducto Patagónico.

La obra de los ramales de alimentación, tiene una extensión de 108 Km. e incluye la construcción de nueve estaciones reguladoras de presión de primera etapa (reducen la presión del gas de 75 a 25 kg/cm2) y de segunda etapa (reducen la presión del gas de 25 a 4 kg/cm2).

Ahora bien, el gasoducto Patagónico está interconectado al gasoducto cordillerano el cual es operado por Camuzzi Gas del Sur.

En el marco del plan de inversiones previstas para atender la demanda necesaria en la región abastecida por el Gasoducto Cordillerano, y concretando una nueva etapa de inversiones mediante el Fondo Fiduciario que comenzó en el año 2006, en el año 2010 se han comenzado obras por $20.000.000, para asegurar el normal abastecimiento de gas natural y el crecimiento en todo el sistema; que comprende las provincias de Chubut, Neuquén y Río Negro.

Las obras contemplan refuerzos de red, ramal de gas natural y una nueva Estación Reguladora de Presión en la ciudad de Esquel, y un ramal de 11.000 metros de 6" para reforzar las ciudades de Cholila, El Bolsón, Epuyén, Hoyo de Epuyén y Lago Puelo, entre otras obras menores.

Camuzzi Gas del Sur, que actúa en este contexto como Gerente de Proyecto, es además inversor en el Fondo Fiduciario por más de $6 millones.

Todas estas obras forman parte de un Proyecto Integral que se seguirá desarrollando en los próximos años y están destinadas principalmente al abastecimiento de la demanda proyectada y para acompañar el sostenido crecimiento de usuarios de gas natural en la zona, que es de aproximadamente un 5,1% anual; o 3.500 usuarios incorporados anualmente.

La zona comprendida por el Sistema Cordillerano es, en el área de concesión de Camuzzi Gas del Sur, de las que mayor crecimiento registra anualmente, por lo que requiere inversiones constantes para poder acompañar este dinamismo.

En este sentido, desde el año 2006 se han realizado obras por aproximadamente más de $80 millones, que permitieron la conexión al sistema de gas natural por redes a mas de 15.000 usuarios y se prevén nuevas ampliaciones hasta el año 2014.

El denominado Sistema Cordillerano, operado por Camuzzi Gas del Sur, consiste en un sistema de distribución de gas natural que abastece a 21 localidades; de las provincias de Neuquén, Río Negro y Chubut (Piedra del Águila, Bariloche, Ing. Jacobacci, Villa La Angostura, San Martín de los Andes, Junín de los Andes, El Bolsón, Lago Puelo, El Maitén, Esquel, Trevelin, entre otras) y es abastecido por dos puntos de inyección.

Uno de ellos está ubicado en el paraje de Collón Curá, punto límite con el Sistema Cordillerano operado por TGS y el segundo punto de inyección se ubica en las proximidades de la localidad de Esquel y se efectúa a través del Gasoducto Patagónico.

En la ciudad de Bariloche, ésta Distribuidora opera una Planta de Inyección de Propano Aire (PIPA), que es utilizada cuando la demanda de gas natural supera a las posibilidades de transporte del Sistema Cordillerano, inyectando una mezcla compatible con este directamente en la red de distribución, la cual está previsto que quede fuera de operación al concluir las obras de la Tercera Etapa.

Etapa Horizonte 2006 (Finalizada):

· Loops de 9 km de cañería de 12" de diámetro nominal instalados 5 km aguas abajo de la Planta Compresora Paso Flores y 4 km en el tramo de la derivación Pilcaniyeu – Bariloche.

Etapa – Horizonte 2007 (Finalizada):

· Loop de 16 km de cañería de 12” de diámetro nominal en el tramo de la derivación Pilcaniyeu – Bariloche (en adelante Loop Pilcaniyeu –Bariloche).

· Loop de 15 km de cañería de 10” de diámetro nominal en el tramo de la derivación Collón Cura – Junín de los Andes (en adelante Loop Junín y San Marín de los Andes).

· Loop de 1.3 km de cañería de 8” de diámetro nominal en el ramal de alimentación a San Martín de los Andes (en adelante Loop Ramal Alimentación a San Martín de los Andes).

· Estación de Regulación de Presión de 70/25 Kg/cm2 en la Ciudad de Bariloche

Obra requerida invierno 2010

· Refuerzo en El Bolson

· 11.000 metros de cañería de diámetro 6” que se interconectará al ramal existente aumentado la capacidad del mismo para poder conducir gas natural.

· Cantidad adicional de transporte que permitirá el loop: 10.300 m3/d

· Presupuesto estimado de la obra: $ 12.000.000

· Refuerzo en Esquel

· 280 metros de refuerzo de red

· 4.200 metros de ramal de 6”

· Estación reguladora de presión con capacidad de 10.000 m3/h

· Presupuesto estimado de la obra: $ 6.000.000

Tendido del Segundo gasoducto submarino del Estrecho de Magallanes

El Programa de Ampliaciones 2006-2010 fue impulsado por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios quien encomendó a la Secretaría de Energía tal proyecto con la asistencia del Ente Nacional Regulador del Gas.

Es así como la Secretaría, en calidad de Organizador, contó con el respaldo técnico del ENARGAS, como su representante, y se puso como meta la realización de una de las Obras de gas más importante de toda la historia del gas de la Argentina, para lo cual era necesario instalar casi 3000 km de cañería y unos 245.000 HP de potencia en 20 plantas compresoras en ambos Sistemas (TGN y TGS).

Para poder lograrlo y fortalecer el sistema de transmisión nacional desde los yacimientos de la Cuenca Austral, el Estado Nacional impulsó la ampliación del gasoducto San Martín desde Tierra del Fuego hasta Buenos Aires.

El objetivo implicaba tomar acciones para explotar las reservas de gas natural del sur del país y las ubicadas frente a las costas de Tierra del Fuego, por lo que la obra necesaria incluía 900 kilómetros de gasoducto (loops de 30 y 36 pulgadas de diámetro), la instalación de nuevos turbocompresores en diferentes plantas compresoras y lo más importante, el tendido de un Segundo Gasoducto Submarino en el Estrecho de Magallanes.

La obra del nuevo cruce submarino que permite unir el cabo Espíritu Santo, en la provincia de Tierra del Fuego, con el cabo Vírgenes, en la provincia de Santa Cruz, se realizó con la activa participación del Ente Nacional Regulador del Gas.

Hace 32 años, el Gasoducto General San Martín había incorporado un primer tramo por debajo del Estrecho. Barcazas para el tendido de tuberías, malacates con fuerza de 200 toneladas y buzos que unían los caños con soldaduras hiperbáricas permitieron la inyección de mayor volumen de gas a la Red Nacional. En aquel momento, el tendido submarino demandó cuatro meses, mientras que la operación central de esta obra se realizó en apenas treinta días.

Las diferencias tecnológicas redujeron considerablemente el tiempo invertido entre el primer cruce del Estrecho y el actual. En esta oportunidad, se empleó un barco ultramoderno con gran capacidad de tendido, planta de soldadura de doble junta y sistema de posicionamiento dinámico mucho más avanzado que el campo de anclas utilizado en 1978.

El Nuevo Cruce del Estrecho permite el paso desde la isla al continente de un total 18 millones de metros cúbicos por día. En conjunto con el resto de las ampliaciones hechas en el continente, se utilizarán 7.4 millones de m3/día de esos 18 millones m3/día, quedando el remanente para futuras expansiones.

El proyecto demandó una inversión de U$S 314 millones, y su financiamiento se realizó a partir de la constitución de un fideicomiso privado que se asignó de la siguiente manera: U$S 269 millones para los servicios de instalación y U$S 45 millones en cañerías.

En el marco de la Ampliación de la Capacidad de Transporte 2006-2010, Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS), en su rol de Gerente de Proyecto de la Ampliación, llamó a Licitación Pública Internacional para el tendido del gasoducto de 37,7 km de extensión, que sería emplazado a unos 70 metros bajo las furiosas aguas del Estrecho de Magallanes. El ENARGAS participó de este proceso conforme su competencia específica en la operatoria.

Como resultado del proceso de licitación pública internacional, el Consorcio Magallanes integrado por Allseas, compañía líder en el mundo para el tendido de gasoductos y Boskalis International bv, líder en dragados, ambas firmas de origen holandés, resultó ganador de la licitación.

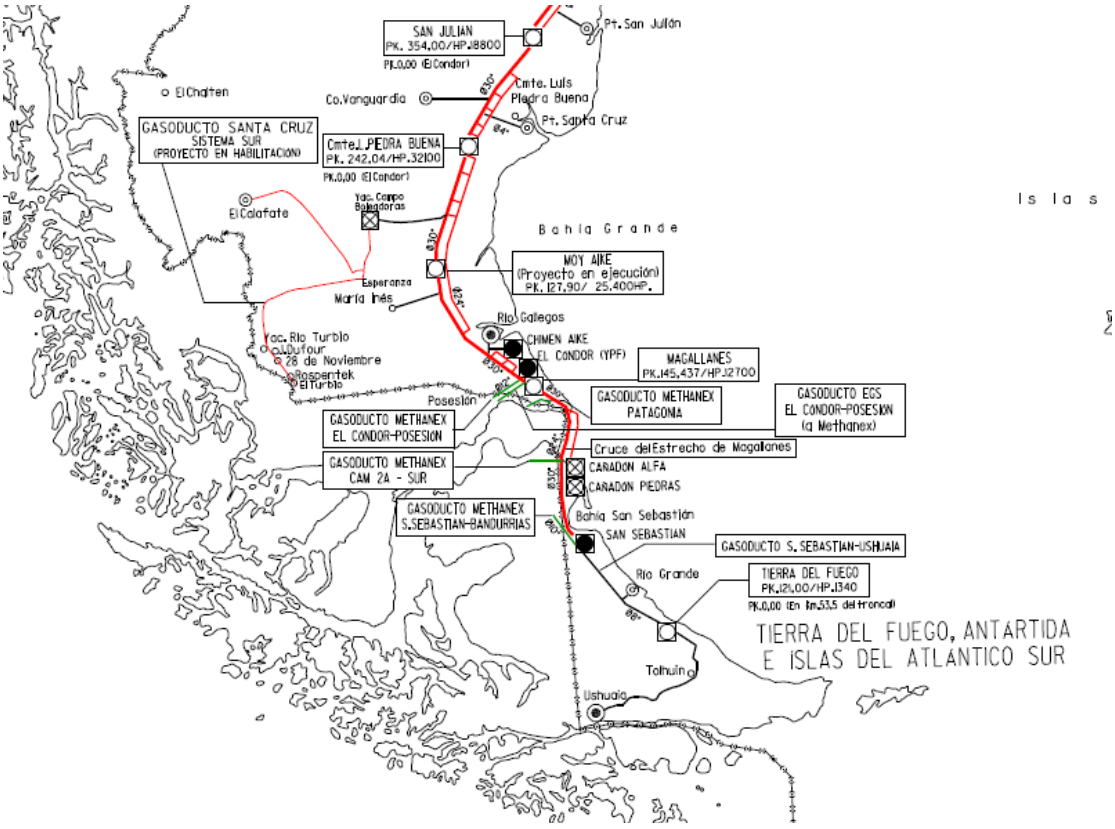
A partir de la puesta en funcionamiento de esta obra se han habilitado 9,9 millones de m3/día adicionales de transporte en todo el país.

De ese total, 5 millones de m3/día pueden transportarse desde la isla de Tierra del Fuego hasta Buenos Aires por el Gasoducto San Martín, gracias al Nuevo Cruce del Estrecho y al resto de las obras ya finalizadas en el continente.

Por esa misma ruta, 2.4 millones de m3/día adicionales serán habilitados antes del invierno 2011.

A continuación puede verse en el gráfico 17 como se conecta el gasoducto del estrecho de Magallanes con el sistema de transporte de TGS.

Gráfico 17 – Sistema de transporte de gas natural (2009)



Fuente: Enargas

El conjunto de estas obras han permitido incrementar la capacidad de transporte del sur de la República Argentina y principalmente la ampliación del gasoducto del estrecho de Magallanes ha permitido una mejor utilización de los recursos que se encuentran en la provincia de Tierra del Fuego.

Obras relevantes en el centro del país

En cuanto al centro del país como puede observarse en el gráfico 15, se encuentran la mayor densidad de redes de transporte, ya que en la misma se encuentran las mayores áreas de consumo, como por ejemplo la provincia de Buenos Aires, además de que se encuentra la cuenca neuquina, de la cual proviene el mayor volumen de gas natural.

Los principales gasoductos que transportan gas desde la cuenca neuquina, son el Neuba I y el Neuba II, encontrándose en esta región también el gasoducto Centro Oeste y otros.

A continuación puede verse la capacidad nominal de inyección de estos gasoductos.

Capacidad nominal de Inyección por gasoducto (2009)

GASODUCTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Norte	22,50	24,30	24,30	24,30	24,80	24,80
Centro Oeste	31,90	32,80	33,20	33,20	34,10	34,10
TGN	54,40	57,10	57,50	57,50	58,90	58,90
Neuba I	13,50	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10
Neuba II	28,40	28,90	28,90	28,90	29,85	29,85
San Martín	27,05	30,70	30,70	32,30	34,50	34,80
TGS	68,95	73,70	73,70	75,30	78,45	78,75
TOTAL TPTE.	68,95	73,70	73,70	75,30	78,45	78,75

Fuente: Enargas

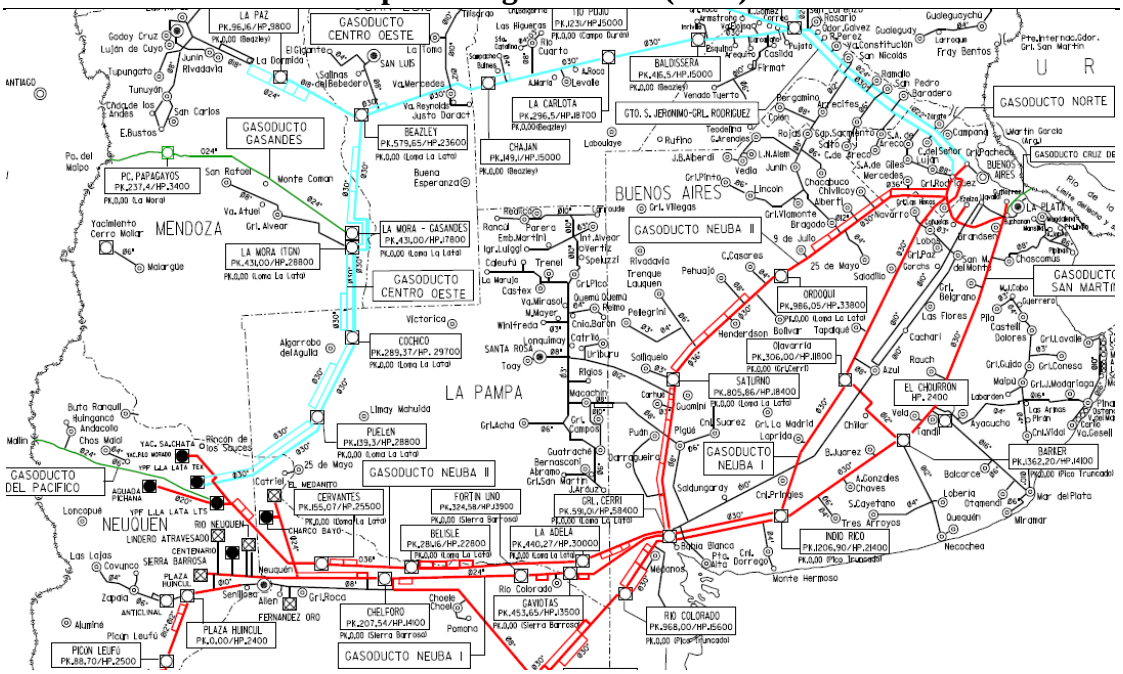
Dentro de este esquema una de las obras de cierta magnitud que se realizarán, teniendo en cuenta que es un área que tiene ya una gran cobertura en redes de transporte, es la ampliación del gasoducto de San Patricio del Chañar.

La construcción del gasoducto, denominado Proyecto Integración, comprende un conjunto de obras de infraestructura básica para satisfacer el incremento de demanda de gas natural en la localidad neuquina de San Patricio del Chañar y en las rionegrinas Cinco Saltos, Contralmirante Cordero, Barda del Medio, Sargento Vidal, Villa Manzano, San Isidro y Campo Grande, con un presupuesto estimado de 40 millones de pesos.

Esta obra, de 40 kilómetros de extensión, conectará al gasoducto Neuba II (que opera Transportadora Gas del Sur) con todas las instalaciones de superficie, redes y ramales.

El proyecto beneficiará a emprendimientos industriales vitivinícolas -en los que trabajan unas 1.400 personas-, procesadoras de frutas y frigoríficos radicados en la zona del Alto Valle.

Gráfico 15 – Sistema de transporte de gas natural (2009)



Fuente: Enargas

El desarrollo de esta zona, principalmente pasa por las redes de distribución, ya que en la actualidad existen localidades que no tienen acceso a las redes de gas natural, mientras que la infraestructura correspondiente a transporte es suficiente para abastecer la demanda.

Obras relevantes en el norte del país

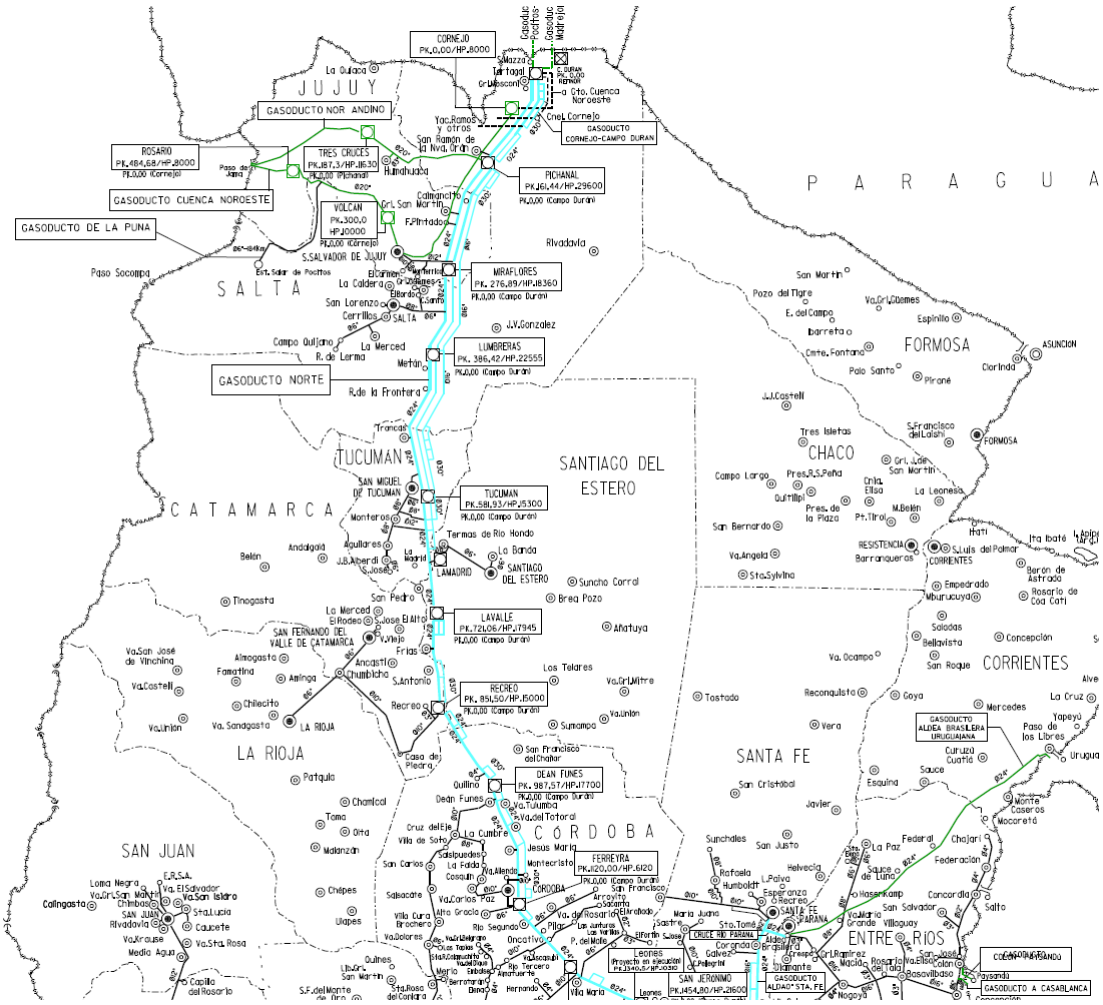
En cuanto al norte del país, es dable destacar que una zona muy importante, como es el Noreste Argentino (NEA), no posee actualmente acceso a redes de gas natural.

En las provincias del NEA (Corrientes, Chaco, Formosa, Misiones), existe un déficit de infraestructura de gas natural como puede apreciarse en el gráfico 16, ya que no existen redes en dicha área.

En estas provincias actualmente se consume Gas Licuado de Petróleo (GLP) envasado como energético, el mismo es principalmente utilizado para la cocción de alimentos, ya que las características climáticas, con altas temperaturas y los inviernos no tan extremos, generan muy poca estacionalidad en sus consumos.

Los consumos relacionados con las necesidades de calefacción muchas veces son suplidos por calefacción eléctrica, esto debido a una cuestión cultural y de disponibilidad de acceso a las redes eléctricas, lo que genera un mayor uso de este insumo para cubrir sus necesidades.

Gráfico 16 – Sistema de transporte de gas natural (2009)



Fuente: Enargas

Por lo expuesto es de suma importancia la construcción del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) que permitirá la integración energética y territorial no sólo con el vecino país sino, además, con las provincias que componen la región a servir y con el resto del país, al equilibrar las desigualdades relativas que las afectan en este campo, en tanto existen áreas con demanda insatisfecha y otras que actualmente ni siquiera cuentan con el servicio de gas natural.

La incorporación del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), constituirá un factor de suma relevancia para asegurar la confiabilidad y estabilidad del abastecimiento energético global de nuestro país, así como el desarrollo del gas natural en el Noreste Argentino (NEA).

En el ACUERDO DE ALCANCE PARCIAL DE PROMOCION DE COMERCIO SOBRE INTEGRACION ENERGETICA ENTRE ARGENTINA Y BOLIVIA suscripto en la Ciudad Autónoma de BUENOS AIRES el 16 de febrero de 1998, en su Artículo 6º, las partes convinieron "promover el desarrollo de infraestructura, que conecten sus sistemas eléctricos, gasíferos y petrolíferos propendiendo a la creación de una red regional de interconexión energética, respetando criterios de simetría".

En el PROTOCOLO ADICIONAL AL ACUERDO DE ALCANCE PARCIAL SOBRE INTEGRACION ENERGETICA ENTRE ARGENTINA Y BOLIVIA PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL DE LA REPUBLICA DE BOLIVIA AL GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO, suscripto en la Ciudad de Sucre el 14 de octubre de 2004, en adelante "PROTOCOLO ADICIONAL", las partes reconocieron los beneficios que la construcción del mencionado gasoducto puede proporcionar a ambos países y al proceso de integración energética en América del Sur, y que, además, ello permitiría transportar gas natural desde los campos productores de la REPUBLICA DE BOLIVIA y la REPUBLICA DE ARGENTINA para abastecer consumos de este último país.

Con el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) quedará vinculado el mercado consumidor argentino con la cuenca productiva de la REPUBLICA DE BOLIVIA, lo cual generará beneficios en términos de confiabilidad y facilidades para ampliaciones futuras al sistema gasífero en su conjunto,

En el Artículo 8º del CONVENIO MARCO se acordó, también, que "ambos Gobiernos instruirán a YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) y ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) para que estudien la posibilidad de realizar actividades conjuntas de exploración y explotación en la REPUBLICA DE BOLIVIA, y analicen conjuntamente la conceptualización y diseño del proyecto del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en beneficio de ambos países".

Dando aplicación a lo pactado en el mencionado CONVENIO MARCO, el 14 de julio de 2006 YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) y ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) suscribieron un Contrato de Compraventa de Gas Natural por un volumen de SIETE MILLONES SETECIENTOS MIL METROS CUBICOS POR DIA (7,7 MMm3/d), hasta el 31 de diciembre de 2006, comprometiéndose asimismo, a suscribir un Contrato Definitivo de Compra Venta de Gas Natural por un volumen de VEINTISIETE MILLONES SETECIENTOS MIL METROS CUBICOS POR DIA (27,7 MMm3/d), y por un plazo de VEINTE (20) años a partir del 1º de enero de 2007.

Con todos estos antecedentes, surge el Decreto Nº 267 del 2007, sentando las bases para el proyecto de la construcción del GNEA, estableciéndose en su articulado lo siguiente:

- Se declara de Interés Público Nacional la construcción del "Gasoducto del Noreste Argentino" (GNEA) cuyo objetivo es promover el abastecimiento de gas natural en las regiones del Noreste Argentino no cubiertas actualmente con dicho servicio, contribuir a asegurar el abastecimiento doméstico de energía, y aumentar la confiabilidad del sistema energético.

- Se otorga a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) una Concesión de Transporte, según lo previsto en los Artículos 28, 39 y concordantes de la Ley Nº 17.319, para transportar gas con punto de partida, en jurisdicción nacional, desde la frontera con la REPUBLICA DE BOLIVIA en el norte de la Provincia de SALTA, y atravesando las Provincias de FORMOSA, CHACO, SANTA FE y hasta las proximidades de la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de SANTA FE, de conformidad con la traza

provisoria que se aprueba por el presente decreto, destinada a poner en operación del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA).

- El término de dicha concesión será de TREINTA Y CINCO (35) años contados desde la fecha de publicación del presente decreto, sin perjuicio de las eventuales renovaciones que pudieran corresponder conforme la normativa vigente.

Asimismo ENARSA deberá construir, mantener, operar y prestar el servicio de transporte de acuerdo con los términos previstos en las Leyes Nº 17.319 y Nº 24.076, sus reglamentaciones, lo dispuesto en el presente decreto, en el PROTOCOLO ADICIONAL AL ACUERDO DE ALCANCE PARCIAL SOBRE INTEGRACION ENERGETICA ENTRE ARGENTINA Y BOLIVIA PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL DE LA REPUBLICA DE BOLIVIA AL GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO suscrito en la Ciudad de Sucre, REPUBLICA DE BOLIVIA, del 14 de octubre de 2004, y en el CONVENIO MARCO ENTRE BOLIVIA Y ARGENTINA PARA LA VENTA DE GAS NATURAL Y LA REALIZACION DE PROYECTOS DE INTEGRACION ENERGETICA, suscripto el 29 de junio de 2006.

El GNEA tal como se planteó en el Dec267/007, se desarrollaría desde la frontera Argentino Boliviana, pasando por las provincias de Salta, Formosa, Chaco y Santa Fe hasta la Derivación Coronda, coordenada 31° 53’ 13.15” Sur – 60° 54’ 11.82” Oeste, donde se conectará al gasoducto San Jerónimo-Santa Fe, operado actualmente por TGN.

La extensión del GNEA desde la frontera hasta Coronda, es de aproximadamente 1.465 Km..

Los primeros 77,5 Km. del GNEA hasta la derivación Mosconi, serán de diámetro 36”,

En dicha derivación se prevé entregar 16 MMSm3/d a la transportadora de gas TGN.

El GNEA, en su totalidad, transportará un caudal de 27,7MMSm3/d. + gas combustible consumido por las instalaciones del GNEA

Cruzando la frontera del lado Argentino, da comienzo el GNEA y se instalará la Estación de Control Argentina. La ubicación definitiva de la estación está definida por ENARSA.

El 20 y 21 de abril de 2009, un ¨Comité de Gerencia¨ compuesto por funcionarios bolivianos y argentinos consideró la necesidad de elaborar una Adenda al contrato

original que permita modificar los volúmenes de gas natural provistos por YPFB a ENARSA y que permita el desarrollo de la infraestructura para facilitar el transporte de los nuevos volúmenes de gas a ser pactados que permita el desarrollo de la infraestructura para facilitar el transporte de los nuevos volúmenes de gas a ser pactados.

En ese sentido y durante varios meses, ambos países trabajaron para introducir, modificar y complementar algunas cláusulas del contrato original.

Es así que el Anexo I de la Adenda define las cantidades diarias contratadas y las cantidades diarias garantizadas desde el 2010 hasta el 2026 con la particularidad de que los envíos tienen una variación estacional, es decir que los volúmenes de gas natural que se envíen al mercado argentino no serán constantes para cada año, variarán durante las estaciones de invierno y verano.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Energía Argentina SA (Enarsa) invertieron este año U$S 95 millones en la construcción del gasoducto Juana Azurduy, cuya longitud es de 52 kilómetros,

El tramo en el lado argentino, que va desde Campo Durán hasta la frontera con Bolivia, tiene una longitud de 32 kilómetros y un costo de u$s 55 millones.

En el lado boliviano, el gasoducto sale de campo Madrejones, pasa por Campo Grande y empalma con el gasoducto Yacuiba-Río Grande (Yabog), en la frontera con la Argentina.

Este ducto tiene una longitud de 20 kilómetros y tendrá un costo de U$S 40 millones, financiados íntegramente por YPFB Transporte, filial de YPFB.

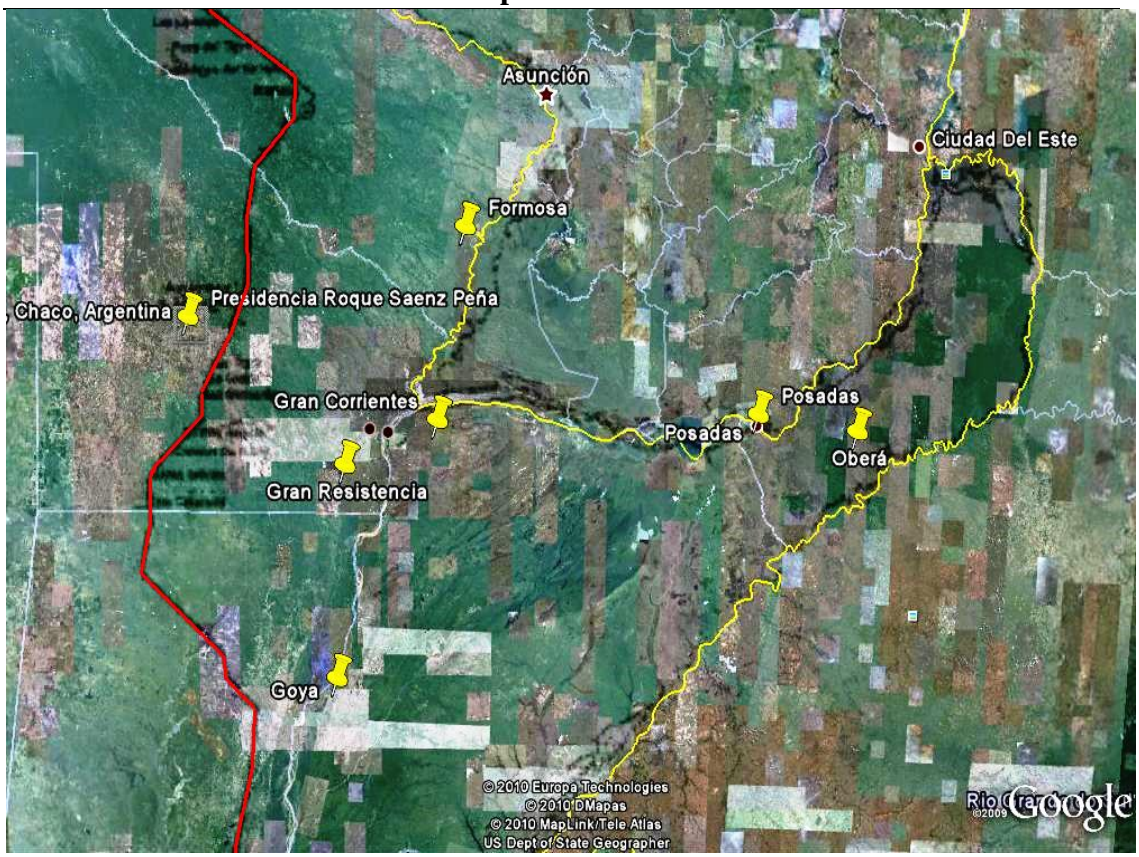
El diámetro del ducto es de 32 pulgadas, lo que permitirá enviar los 27,7 millones de metros cúbicos de gas por día al mercado argentino

El gasoducto Juan Azurduy llegará hasta Campo Durán, a la planta de Refinor, y desde allí se enviarán los volúmenes del gas boliviano a través de la Transportadora de Gas del Norte (TGN).

Con estas inversiones comprometidas, tanto en lo referido al aumento de la producción, como de la infraestructura necesaria para su transporte, se estaría asegurando el cumplimiento de lo acordado entre ambos países.

A continuación puede observarse el trazado original establecido por el Dec Nº267/07, para el gasoducto del NEA.

Gráfico 17 - Traza GNEA establecida por Decreto 267/2007



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARSA (programa Google Earth)

Ahora bien, con fecha 9/8/2010, se dicta el Decreto 1136/10, por el cual se modifica la traza original del GNEA, y se establecen los siguientes argumentos para su modificación.

La modificación de la traza se basa en que a través del Decreto Nº 805 de fecha 27 de junio de 2007 se instruyó al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su carácter de accionista mayoritario de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) a adoptar los recaudos necesarios en la construcción del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), así como en la adquisición de todos los elementos y materiales destinados a la misma, para que la citada Sociedad se ajuste a las normas, procedimientos y controles previstos e la Ley Nº 13.064.

Durante el trámite de los procedimientos licitatorios llevados adelante por dicha Sociedad, en cumplimiento de lo establecido por el Artículo 3º del Decreto Nº 267/2007, distintas provincias y municipios del NORESTE ARGENTINO, han solicitado la incorporación de distintas localidades en la traza provisoria aprobada por dicho Decreto.

En este sentido, se suscribió el "ACTA - NUEVA TRAZA PARA LA CONSTRUCCION DEL GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO (GNEA)" entre los Señores Gobernadores de las Provincias de SALTA, FORMOSA, CHACO,

CORRIENTES, MISIONES y SANTA FE y el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, prestando conformidad a la nueva traza, comprometiéndose a llevar a cabo todas las acciones que sean necesarias para la efectiva implementación, construcción y puesta en marcha del Gasoducto citado.

En ese contexto, ENARSA ha presentado la propuesta de Rediseño del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) puesta a consideración de los Señores Gobernadores, que contempla la adecuación y ampliación de su traza provisoria, en un sentido más abarcativo y federal, a fin de optimizar la obra, propiciando la incorporación del ESTE de la Provincia de SALTA y de las Provincias del NORESTE ARGENTINO, FORMOSA, CHACO, CORRIENTES, MISIONES y SANTA FE, posibilitando así que mayor cantidad de usuarios tengan acceso al servicio de modo más eficiente y económico

El Contrato de Compra-Venta de Gas Natural celebrado entre YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) y ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), en el mes de octubre de 2006 y su Addenda complementaria suscripta con fecha 26 de marzo de 2010, compromete a las Partes a entregar y recibir respectivamente cantidades crecientes de Gas Natural entre los años 2010 y 2027, motivo por el cual ambas Empresas dispondrán la construcción del Gasoducto Juana Azurduy (GJA), el cual se conectará con el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) al ESTE de la Provincia de SALTA.

En virtud de lo expuesto, con fecha 12 de abril de 2010, ENARSA lanzó la Licitación GJA Nº 01/2010 para la construcción y puesta en marcha del Gasoducto Juana Azurduy (GJA), destinado a transportar el gas proveniente de los yacimientos ubicados en la República de BOLIVIA.

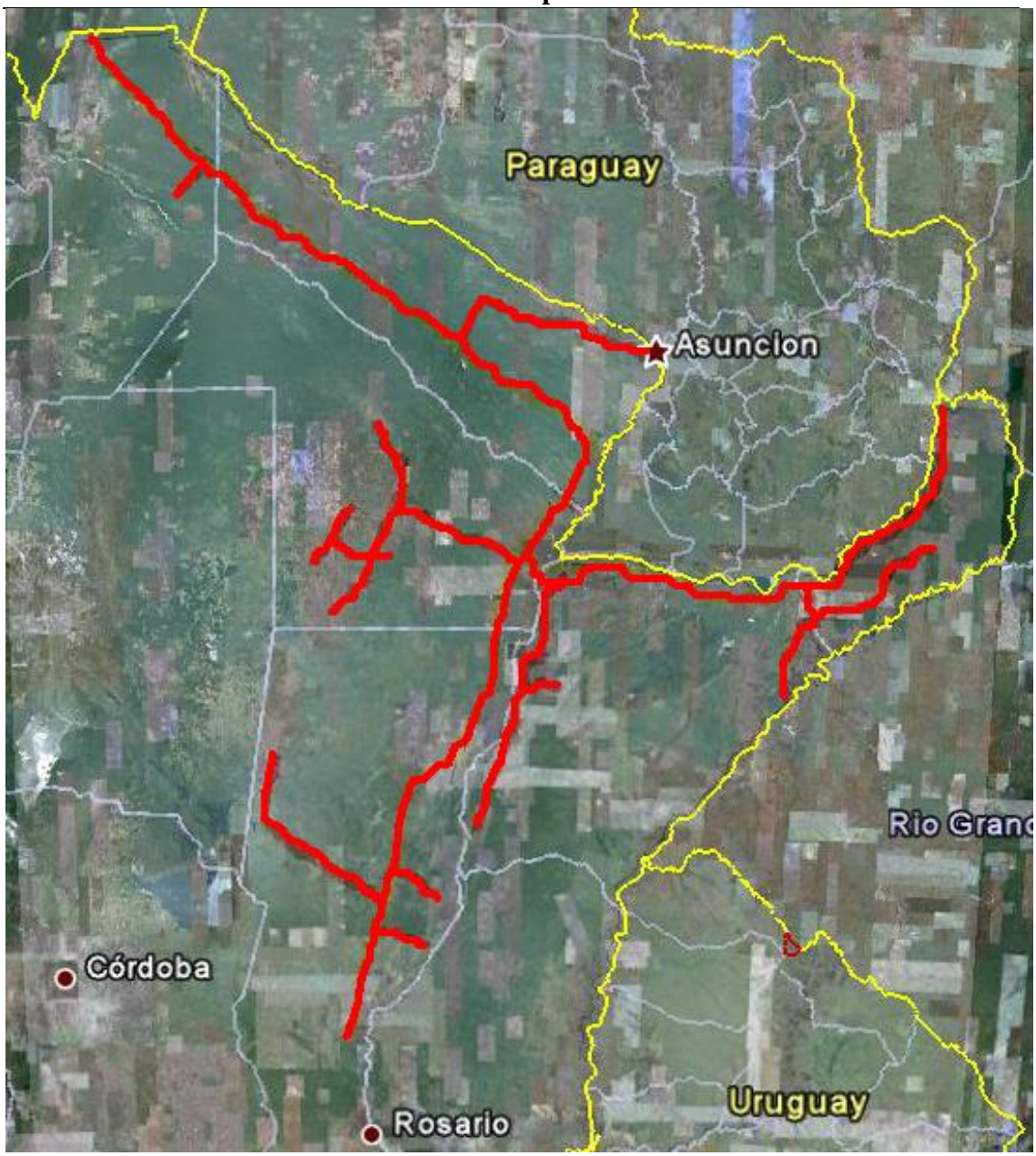
Para el logro de tal objetivo se aprobó una adecuación y ampliación a la traza provisoria del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) aprobada por el Artículo 4º del Decreto Nº 267/07 y se amplió la Concesión otorgada a ENARSA.

Asimismo, el mencionado decreto faculta al MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a adecuar, en caso de ser necesario, la traza provisoria cuya ampliación se aprueba por este Decreto, y determinar los plazos de la obra.

Consecuentemente, se establece que se deberá prever el financiamiento de la construcción del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en el proceso de formulación del Presupuesto de la Administración Nacional para el período 2011-2013.

A continuación puede verse la nueva traza establecida por el Decreto Nº 1136/10:

Gráfico 18 - Nueva Traza GNEA establecida por Decreto 1136/2010

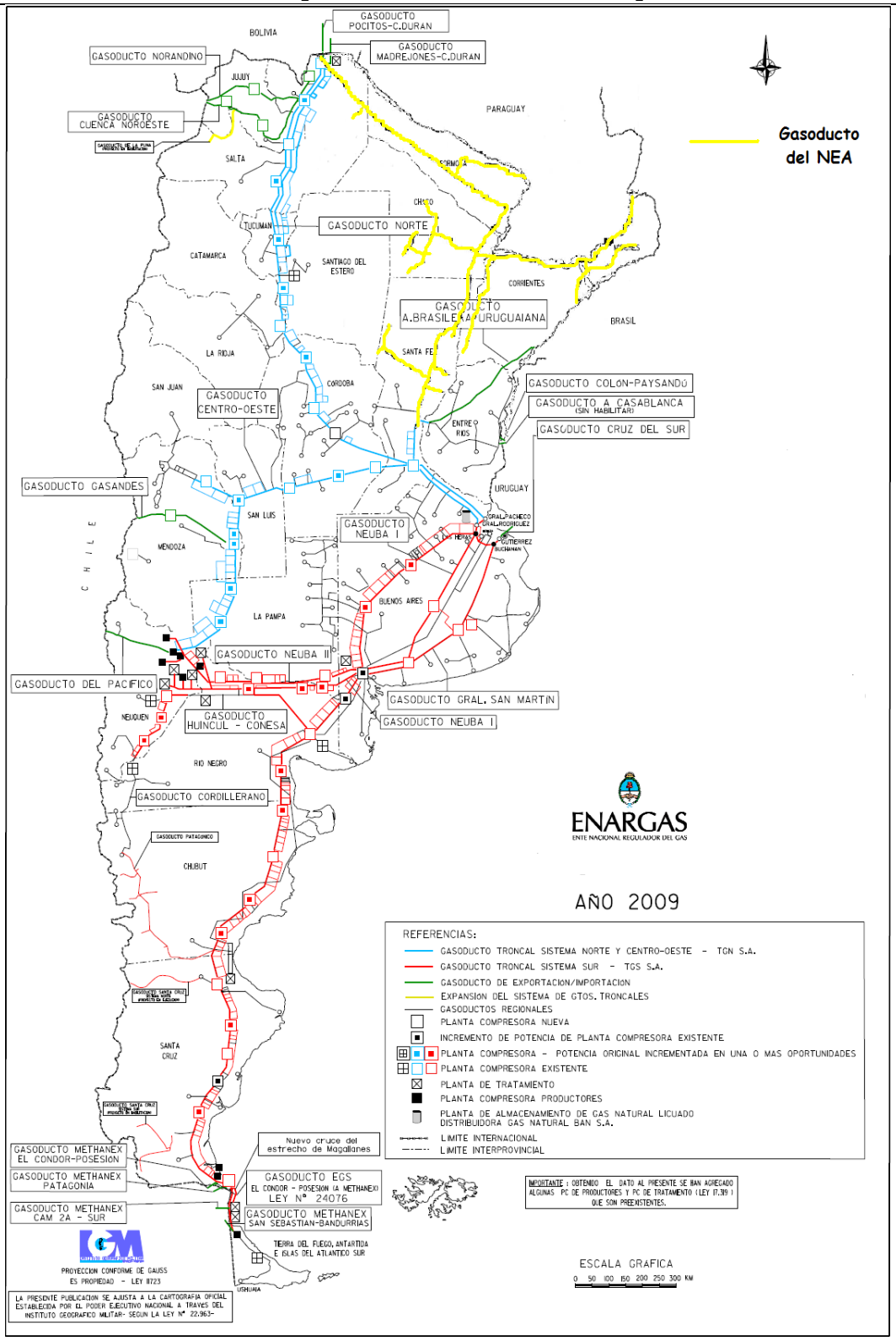


Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARSA (programa Google Earth)

Esta nueva traza resulta mucho más abarcativa que la planteada en el año 2007, y tiene en cuenta los gasoductos para abastecer a todas las localidades más importantes de las provincias involucradas.

Adicionalmente si se observa en su totalidad el sistema de transporte de gas natural en argentina, incluida la nueva traza del gasoducto del NEA, se evidencia que a partir de la construcción del mismo, todo el país quedaría en una situación más homogénea con respecto a la cobertura del servicio de gas natural, como puede verse a continuación.

Gráfico 19 - Sistema de Transporte con GNEA establecida por Decreto 1136/2010



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARSA (mapa ENARGAS)

En cuanto a la valuación económica del proyecto, aún no se ha establecido la misma para la nueva traza, por lo que a los efectos del presente trabajo se considerará la valuación económica establecida para la traza establecida en el Dec. 267/007, la cual constaba en el pliego de licitación de ENARSA,

En la misma se asumía una estimación de costos igual a 27 US$/pulgada-metro y 1800 US$/HP para la cañería y la potencia de compresión respectivamente, por lo que

las inversiones aproximadas, valorizadas en dólares estadounidenses, para la construcción del gasoducto del NEA, serían las siguientes:

Evaluación Económica GNEA por Decreto 267/2007 (en u$s)		
Estudio Ambiental Previo y relevamiento planimétrico	U$S	434.000
Ingeniería Básica + EIA	U$S	2.200.000
Auditoría de la I. Básica y EIA	U$S	213.000
EPC1	U$S	108.000.000
EPC2	U$S	1.167.000.000
Inspección de EPC 1 y 2	U$S	1.700.000
Costos de supervisión ENARSA	U$S	1.160.000
Gestión de Servidumbres	U$S	110.000
Compensación social	U$S	17.170.000
Indemnización por construcción	U$S	49.560.000
Contingencias	U$S	35.010.000
Costo total estimado de la obra	U$S	1.382.557.000

Fuente: ENARSA

Esta sin duda resultaría una de la sobras más importantes a realizar en cuanto a transporte de gas natural, ya que la misma cumpliría dos funciones primordiales, la primera es la de abastecer a una zona que históricamente fue relegada en el acceso a este tipo de infraestructura y la segunda es la integración energética con el vecino país de Bolivia, pudiendo acceder al suministro de gas natural de las reservas que ese país posee, y asegurando abastecer la demanda interna.

Redes de Distribución

En cuanto a la distribución, el servicio también está en el segmento regulado de la cadena del gas natural, regido por la Ley 24.076 y sus decretos reglamentarios, y es prestado por las siguientes empresas licenciatarias:

Metrogas S.A. Comprende a la Capital Federal y parte de la provincia de Buenos Aires

Gas Natural Ban S.A. Comprende parte de la Provincia de Buenos Aires.

Gasnor S.A. Abarca las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.

Ecogas Centro S.A Abastece de gas a las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.

Camuzzi Gas Pampeana S.A. Abarca las provincias de La Pampa y parte de la Provincia de Buenos Aires .

Camuzzi Gas del Sur S.A. Comprende las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y parte de Buenos Aires.

Ecogas Cuyana S.A. Abastece de gas a las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.

Litoral Gas S.A. Comprende las provincias de Santa Fe y parte de la provincia de Buenos Aires.

Gas Nea S.A. Abastece a las provincias del Noreste argentino.

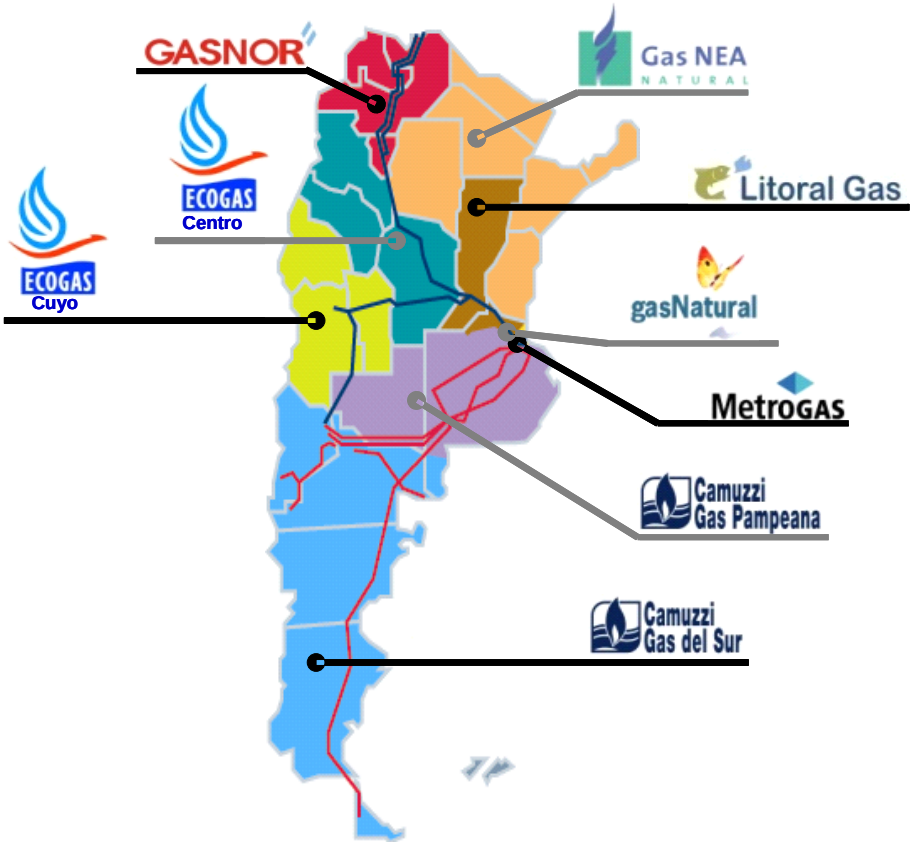
Estas empresas de distribución de gas natural tienen un área de distribución asignada por la Ly 24.076 y sus decretos reglamentarios, en la cual poseen el monopolio de la distribución de gas.

Al estar regidas por el marco regulatorio, y al tener un carácter de monopolio natural, la ley estableció que las mismas recibirían un tarifa establecida por el Ente Nacional Regulador del Gas y que el sistema de regulación sería el denominado “Price Cap”.

Las tarifas finales que pueden cobrar las empresas distribuidoras son reguladas por el Enargas y se componen, por un lado, por el precio o costo del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte y por otro lado, por los precios o márgenes de transporte y distribución.

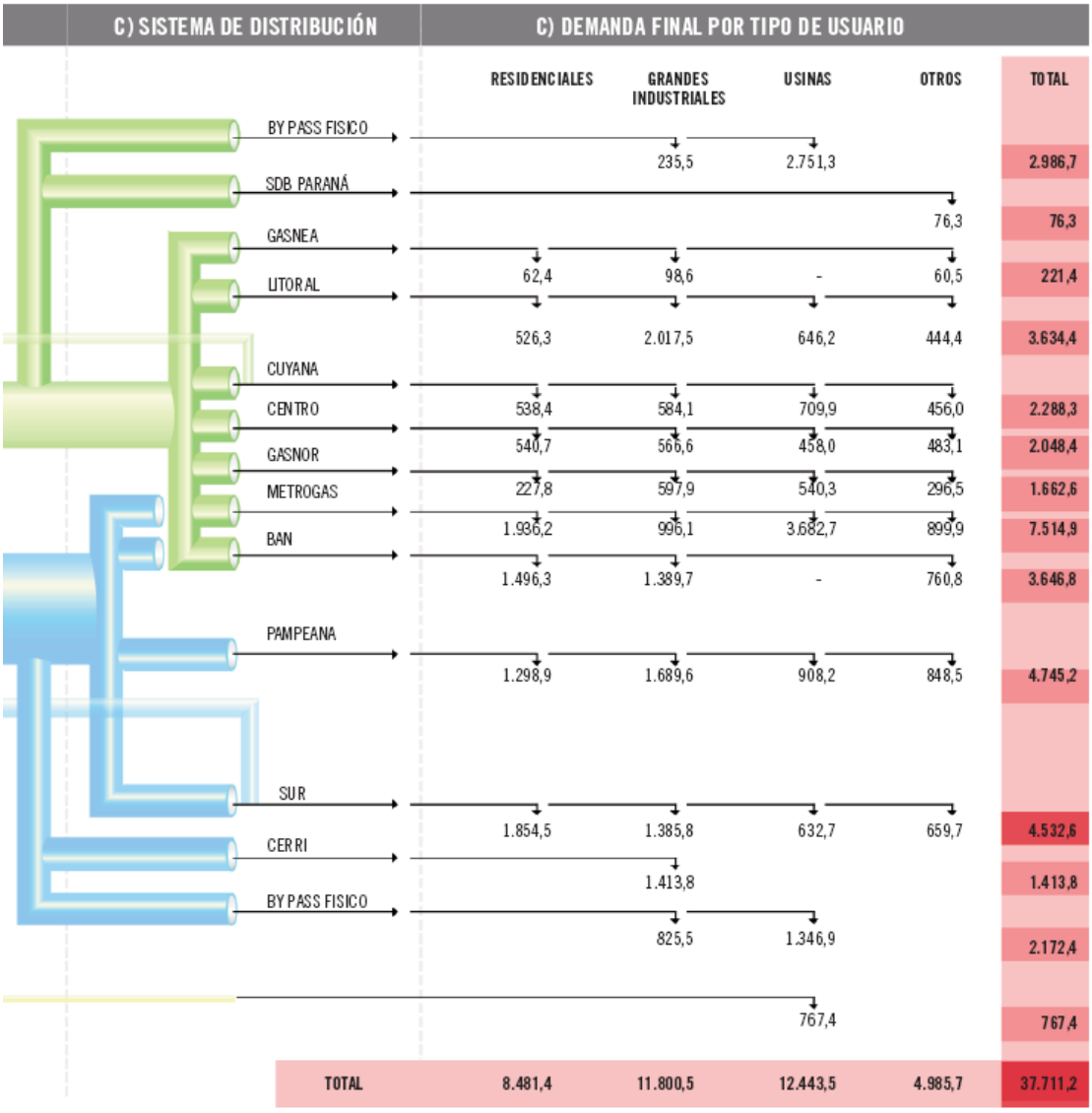
Las áreas geográficas que abarca cada una pueden verse en el gráfico 20.

Gráfico 20 - Empresas de Distribución de gas natural



En cuanto al gas distribuido por las empresas licenciatarias del servicio, el volumen para el año 2009 fue de 25.762 MM m^3, como puede verse en el esquema siguiente en donde se encuentra el flujo de gas del sistema en lo referido al segmento de distribución.

Sistema Gasífero Argentino – Flujo de Gas 2009 (en MM M^3)



Fuente: ENARGAS

Ahora bien, a los efectos del presente, es importante analizar los mecanismos de inversión en infraestructura de redes de distribución, para ello es necesario aclarar como eran las características tarifarias desde la privatización de Gas del Estado y como las mismas se han ido modificando

Las tarifas o márgenes de las actividades de transporte y distribución están reguladas por la metodología conocida como *price cap*.

El componente correspondiente al precio del gas en boca de pozo se traslada, en principio, de manera directa y completa a los usuarios finales mediante un mecanismo de *passthrough*[12].

Las modificaciones tarifarias se efectuaban en distintos momentos del año para actualizar los diferentes componentes de las tarifas.

[12] Pase directo a tarifas

Así, en los meses de julio y enero, se modifican los cargos de transporte y distribución según una fórmula PPI-X+K, donde PPI es el *Producer Price Index* de los Estados Unidos, X es un factor de eficiencia y K un factor de ajuste que remunera las inversiones requeridas para expandir la red y mejorar la calidad.

Mientras que en los meses de mayo y octubre la tarifa se modifica con el fin de reflejar los cambios en el precio del gas en boca de pozo producto de la estacionalidad de la demanda de gas.

A partir del año 2003, se ha ido modificando estos mecanismos regulatorios, ya que las tarifas de los servicios públicos han sido congeladas a partir del dictado de la Ley de Emergencia Económica.

Este congelamiento de las tarifas generó nuevos mecanismos en remplazo del conocido como Factor K, el cual remuneraba las inversiones en obras de expansión de redes, y las mismas comenzaron a realizarse por medio de fideicomisos financieros y otros mecanismos.

Estos mecanismos generaron que las decisiones de inversión ya no estuvieran en mano de las distribuidoras, sino de planes más generales establecidos desde el gobierno nacional o los gobiernos provinciales, los cuales establecieron también cargos para fondos de expansión de redes de gas natural.

Todo lo expresado aquí, generó que los planes de expansión de redes se encuentren en su mayoría descentralizados, en especial los correspondientes a ampliaciones de las redes de distribución.

Es por ello, que a continuación se plantearán dos propuestas en cuanto a inversiones en redes de distribución, la primera consiste en la conexión de las localidades que actualmente están abastecidas con GLP por redes, ya que las mismas poseen una ventaja con respecto a las demás, siendo que estas ya cuentan con la red de distribución y las instalaciones internas de los usuarios, reduciendo significativamente los costos asociados a su conexión.

En una segunda instancia, y dado el carácter descentralizado de las obras de distribución se procedió a realizar un relevamiento de algunos de los planes provinciales, a los efectos de determinar cuáles son los futuros proyectos a realizarse y el presupuesto estimado para las mismas.

Localidades abastecidas con GLP por redes

El Gas Natural por Red es el proveniente de un gasoducto troncal existente o que está prevista su construcción y al que se conectan redes de distribución para suministrar el servicio en las localidades a ser atendidas llegando a los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Existen otros sistemas de provisión de gas natural por redes denominados gasoductos virtuales que consisten en transportar este insumo a presión de gasoducto (40-60Kg/cm2) o GNP o comprimido (200 Kg/cm2) o GNC mediante camiones adaptados para este transporte.

El GLP o Gas Licuado de Petróleo es un hidrocarburo que ofrece un elevado poder calorífico con su combustión, se presenta en forma de vapor a temperatura ambiente y puede licuarse mediante una compresión moderada, logrando una considerable reducción del volumen y de esta forma menor espacio de almacenaje y menor costo de transporte.

Gasoducto > Red de Distribución > Domicilio

Por medio de un ramal de derivación de un gasoducto que transporta gas natural a alta presión y el cual es reducido en una estación ubicada cerca de la localidad, a una presión de distribución domiciliaria para su inyección a la red.

Transporte GLP > Planta > Red Distribución > Domicilio

Por medio de una planta de almacenamiento y vaporizacion de gas licuado de Petroleo (glp), se vaporiza el gas licuado y lo regula a una presion de Distribucion domiciliaria para su inyeccion a la red.

Suministro mediante almacenamiento y transporte de GNC

El GNC o Gas Natural Comprimido a semejanza del que es para uso vehicular (200 kg/cm2) transportado a alta presión en "tanque" de almacenamiento ("cilindro de almacenamiento o cilindro como se lo denomina usualmente") en camiones especialmente diseñados y almacenados en cada localidad para ser luego regulado a la presión de distribución y cargado a la red construida.

Este sistema al igual que el suministro de GLP está destinado al abastecimiento de gas natural a consumos residenciales, industriales y de GNC a pequeñas localidades alejadas de un gasoducto

El proyecto optimiza en forma tecnológica y comercialmente integral un conjunto de sistemas, que genera un proyecto innovador de distribución de gas de bajo costo para pequeñas y medianas poblaciones de consumidores, en las que no es rentable la instalación de una red de distribución clásica por gasoductos.

Transporte GNC > Planta > Red Distribución > Domicilio

Por medio de tubos cilíndricos de Gas Natural Comprimido (GNC) a alta presión se transporta gas natural hasta una planta de descarga emplazada en las inmediaciones de la localidad en donde el combustible se lo reduce a la presión de distribución domiciliaria para su inyección a la red.

Ahora bien, nos centraremos en el análisis de las localidades abastecidas con GLP por redes, y se analizarán las localidades abastecidas actualmente con este sistema.

A estos efectos se han seleccionado las de mayor importancia, en cuanto a su consumo actual, para plantearlos como posibles localidades a conectar a la red de gas natural, a saber:

Localidades abastecidas con GLP por redes

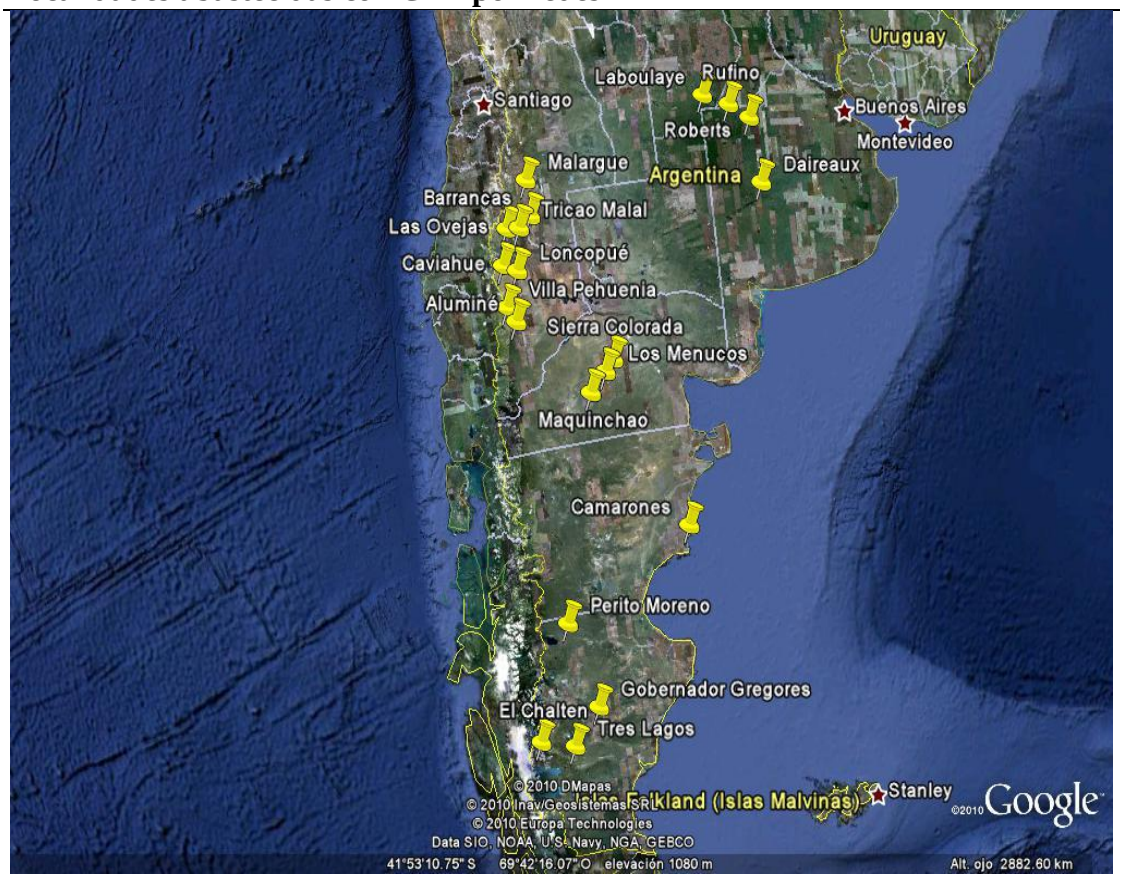
Área de Licencia	Localidad	Total m3 de 9300 kcal
CENTRO	Laboulaye	2,289
CUYANA	Malargüe	16,257
LITORAL	Avellaneda	505
LITORAL	Rufino	3,263
LITORAL	Weelwright	1,248
PAMPEANA	Daireaux	5,595
PAMPEANA	Florentino Ameghino	2,757
PAMPEANA	Roberts	1,117
SUR	Aluminé	4,504
SUR	Barrancas	536
SUR	Camarones	1,311
SUR	Caviahue	1,869
SUR	El Chalten	2,451
SUR	Gobernador Gregores	9,678
SUR	Las Ovejas	961
SUR	Loncopue	3,826
SUR	Los Antiguos	5,282
SUR	Los Menucos	1,676
SUR	Maquinchao	1,348
SUR	Perito Moreno	10,345
SUR	Sierra Colorada	912
SUR	Tres Lagos	1,332
SUR	Tricao Malal	520
SUR	Villa Pehuenia	694
Total		**80,275**

Fuente: ENARGAS

Los volúmenes indicados en el cuadro precedente están transformados a valores de gas natural de 9.300 Kcal, que es la especificación del gas natural que se distribuye por gasoductos.

Algunas de las localidades seleccionadas pueden verse a continuación en el mapa.

Localidades abastecidas con GLP por redes



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS (programa Google Earth)

De este mapa se desprende que estas localidades que utilizan esta fuente de suministro están distribuidas uniformemente en casi todo el país, por lo que a los efectos de plantear las localidades más factibles de ser conectadas, estas deberían tener en principio un carácter prioritario.

El método de financiamiento para las localidades que se encuentran en la región sur del país se explicará a continuación

Normativa Subsidio Patagónico

Mediante el Decreto Nº 786 de fecha 8 de mayo de 2002, se constituyó el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, de conformidad con las condiciones previstas en el Artículo 75 de la Ley Nº 25.565, y con el Contrato de Fideicomiso suscripto en este marco, revistiendo el ESTADO NACIONAL el carácter de Fiduciante y el BANCO DE LA NACION ARGENTINA el de Fiduciario.

El Artículo 75 de la Ley Nº 25.565, crea el Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, con el objeto de financiar:

a) las compensaciones tarifarias para la zona Sur del país y del Departamento MALARGÜE de la Provincia de MENDOZA, que las distribuidoras o subdistribuidoras zonales de Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GLP) de uso domiciliario, deberán percibir por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales,

b) la venta para uso domiciliario de cilindros, garrafas, o gas licuado de petróleo efectuadas a precios diferenciales inferiores a los precios de mercado, en las Provincias ubicadas en la Región Patagónica y del Departamento MALARGÜE de la Provincia de MENDOZA.

Asimismo, por el Articulo 84 de la Ley Nº 25.725 se autorizó la afectación de fondos recaudados en función del régimen creado por el Artículo 75 de la Ley Nº 25.565, al pago del subsidio correspondiente a consumos de usuarios del Servicio General de gas propano distribuido por redes de la región beneficiaria que se hubiesen devengado hasta el Ejercicio 2002.

Durante el período que medie hasta el establecimiento de un régimen específico de compensaciones en base a principios de equidad y uso racional de la energía, que deberán percibir las distribuidoras y subdistribuidoras zonales por aplicación de tarifas diferenciales a los usuarios del Servicio General P.

Por medio de la Ley Nº 26.337, se estableció: "Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para promover ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo descentralizado actuante en la orbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la autorización de obras de suministro de gas natural a usuarios actualmente abastecidos con gas licuado, beneficiarios del régimen de compensaciones tarifarias por consumo de gas.

Para proceder de la manera señalada, será requisito que el incremento del subsidio que se derive de la ampliación del aumento en la tarifa correspondiente, se compense adecuadamente con la disminución del subsidio requerido en razón de la sustitución del gas licuado por el gas natural.

La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS acordará con el ENARGAS, el incremento de tarifas aplicable para hacer el mismo compatible con la programación financiera del Fondo Fiduciario.

Dicho régimen resultará aplicable a aquellas obras que se encuentren ejecutadas, en curso de ejecución o proyectadas y que cumplan con los lineamientos precedentemente señalados".

Actualmente existen obras ejecutadas y/o en curso de ejecución, mediante las cuales se ha sustituido o se sustituirá la distribución de gas licuado de petróleo por redes, por gas natural; cuya construcción, financiamiento y posterior repago se ha estructurado

en el marco del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y de la Resolución Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

A partir de la habilitación de las obras de sustitución de gas licuado de petróleo distribuido por redes, por gas natural, se genera un ahorro en las compensaciones tarifarias solventadas por el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, toda vez que por la ejecución de dichas obras se sustituye un combustible por otro más económico.

En este marco debe entenderse por "compensaciones tarifarias evitadas" a aquellas originadas a partir de la sustitución de gas licuado de petróleo distribuido por redes, por gas natural, en una localidad o sistema y en un período determinado, y que son la diferencia entre las compensaciones tarifarias pagadas y las que hubiera correspondido pagar, en el caso que los usuarios de dicha localidad o sistema hubieran continuado siendo abastecidos con gas licuado de petróleo distribuido por redes.

Los montos correspondientes a las compensaciones tarifarias evitadas deberán ser transferidos por el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, a las cuentas específicas que los beneficiarios de dichos fondos y/o los administradores de los recursos que posibilitaron la ejecución de las obras de sustitución, indiquen.

Los fondos transferidos en concepto de compensaciones tarifarias evitadas deberán ser aplicados, con alcance único y exclusivo, al repago de obras de sustitución, debiendo el beneficiario o el administrador de dichos recursos adoptar las medidas necesarias para destinarlos con esa estricta finalidad.

El ENARGAS, mediante un Informe en el que se da cuenta de los montos de las compensaciones tarifarias evitadas correspondientes a cada una de las localidades convertidas; estableció que corresponde sean transferidos al Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, los que totalizan al 31 de diciembre de 2009 la suma de $ 45.021.967.

El contrato de fideicomiso del subsidio de consumos residenciales de gas establece una serie de beneficiarios del régimen, entre los que se encuentran las empresas distribuidoras de gas natural y GLP por redes, como así también los acreedores previos a la instauración del régimen.

A partir de los ahorros que se han generado debido a la conexión de las localidades que eran abastecidas por GLP y que ahora son abastecidas por gas natural, se ha realizado una addenda incluyéndose como beneficiario al administrador de los recursos que posibilitaron la ejecución de la obra, para el repago de la misma.

Es por ello que se sustituyen los incisos de la CLAUSULA VIGESIMA, por los siguientes, adicionándose a los sujetos ya establecidos por la normativa a los beneficiarios de los montos correspondientes a las compensaciones tarifarias evitadas, quedando los sujetos establecidos de la siguiente forma:

"a) las empresas distribuidoras y subdistribuidoras de gas natural y gas licuado de petróleo de uso domiciliario, de la Región Patagónica, del Departamento MALARGÜE de la Provincia de MENDOZA y de la Región conocida como "Puna", quienes percibirán las compensaciones tarifarias con el objeto de financiar la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales en las zonas indicadas.

b) las personas físicas y/o jurídicas que realicen ventas de cilindros, garrafas o gas licuado de petróleo, gas propano comercializado a granel y otros, en la Región Patagónica, en el Departamento MALARGÜE de la Provincia de MENDOZA y en la Región conocida como "Puna", efectuadas a precios diferenciales inferiores a los de mercado, quienes lo percibirán con el objeto de financiar dichos precios diferenciales.

c) las personas físicas y/o jurídicas eventuales acreedoras del ESTADO NACIONAL en virtud de la Ley Nº 24.191, el Artículo 34 de la Ley Nº 24.307, el Artículo 43 de la Ley Nº 24.447, el Artículo 40 de la Ley Nº 24.624, el Artículo 40 de la Ley Nº 24.764, el Artículo 37 de la Ley Nº 24.938, el Artículo 28 de la Ley Nº 25.064, el Artículo 31 de la Ley Nº 25.237, el Artículo 29 de la Ley Nº 25.401 y el Artículo 75 de la Ley Nº 25.565, por compensaciones no pagadas de ventas de gas subsidiadas a los usuarios finales.

d) los beneficiarios de los montos correspondientes a compensaciones tarifarias evitadas en virtud de lo previsto en el Artículo 18 de la Ley Nº 26.337, incorporado como párrafo sexto al Artículo 117 de la Ley Nº 11.672, reglamentado por la Resolución SE Nº 5/2010 y/o el administrador de los recursos que posibilitaron la ejecución de la obra.

e) los beneficiarios de los montos correspondientes a las compensaciones tarifarias evitadas en virtud de lo previsto en el Artículo 18 de la Ley Nº 26.337, incorporado como párrafo sexto al Artículo 117 de la Ley Nº 11.672, reglamentado por la Resolución SE Nº 5/2010, y/o el administrador de los recursos que posibilitaron la ejecución de la obra, correspondientes al período de cálculo previsto en el inciso a) del Punto 10.1 del Reglamento anexo a la Resolución citada."

Planta de GLP por redes

Fuente: Chubut - Planeamiento Estratégico Infraestructura – Infraestructura Energética

Es por ello que, a partir de la normativa descripta estas localidades se ven beneficiadas a partir de que no solo reciben actualmente un subsidio a sus consumos, sino que también el ahorro generado por la sustitución del producto, se destina a financiar las obras de conexión.

Adicionalmente una vez conectadas al sistema de gas natural, las mismas también serán beneficiadas por el subsidio establecido por el Dec 786/2002, y que establece tarifas diferenciales para los usuarios de la región patagónica.

Otro punto importante es que tanto los tanques de almacenamiento, el galpón de vaporización, el tinglado de compresores, el descargadero, sala de bombas antiincendio, como los demás equipos son trasladables a otras localidades, por lo que esto le da un carácter dinámico, ya que una vez trasladado ese equipo, la nueva localidad desarrolla sus redes de distribución en base al mismo y queda en condiciones de ser fácilmente conectada a la red de gas natural.

Este es el caso de la localidad del Calafate que desde 1987 hasta su conexión en el año 2006 con el gasoducto proveniente del yacimiento Boleadoras, estaba abastecida con GLP, y esos equipos se trasladaron a la localidad neuquina de Villa Traful, con un costo de $ 1.100.000.

Todo esto constituye una importante oportunidad para la ampliación del sistema de distribución de gas natural por redes.

En cuanto a los planes de obras de gasificación, como se explicó anteriormente los mismos en la actualidad se encuentran descentralizados sin perjuicio de las autorizaciones que deben tener del Ente Nacional Regulador del Gas, la Distribuidora y otros.

Es por ello que a los efectos del presente trabajo se procedió a realizar un relevamiento de los principales planes de gasificación llevados a cabo por las provincias.

Esto generó una dispersión en cuanto al acceso a la información ya que algunas provincias tienen planes bien definidos a largo plazo y ya presupuestados, y en algunas otras provincias no se encontraron planes definidos.

De este relevamiento, a continuación se exponen los planes provinciales, que por sus características ya se encuentran presupuestados y con cierta probabilidad de ser ejecutadas.

Buenos Aires

En el caso de la Provincia de Buenos Aires está en marcha la "Propuesta Plan Quinquenal de Obras para la gasificación de la Provincia de Buenos Aires (2010 – 2014)"

En la propuesta se establece que el 40 % de los hogares de la Provincia de Buenos Aires no cuentan con servicio de gas natural por redes.

Si bien esto es cierto, es dable aclarar que de ese 40%, existe un porcentaje que no resulta gasificable, ya sea por la densidad de población, o por las características edilicias, y se requiere de otras obras de infraestructura adicionales para que sean gasificables.

El programa comprende:

- Localidades parcialmente abastecidas
- Loc. Medianas Grandes del interior prcialmente abastecidas
- Localidades pequeñas del interior

A continuación se exponen las obras a desarrollar por este programa y sus características.

Gasoductos reales y plantas de almacenamiento de propano y Fraccionamiento

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	MONTO	CAPACIDAD
Planta de Almacenamiento y Fraccionamiento de GLP	Dos (2) Plantas de Almacenamiento de GLP a granel y semiautomáticas de envasado de garrafas y cilindros: 1 en Oriente y 1 en Dudignac	$ 22.000.000	200 m3 de GLP cada planta
GASODUCTO NorOeste A (C. Tejedor, Rivadavia, T. Algarrobos, Ameghino, Villegas, Banderaló, Piedritas, Bunge, Cañada Seca, Charlone)	139 km. Ø 8″, 62 km. Ø 6″,57 km. Ø 4″, 163 km. Ø 3″ **421 Km**	$ 261.500.000	13.000 m3/hora GN
GASODUCTO SurEste (Tres Arrollos y Coronel Dorrego)	143 km. Ø 6″, 48 km. Ø 4″,67 km. Ø 3″ **258 km**	$ 148.600.000	8.000 m3/hora GN
GASODUCTO Centro Norte (Moquehuá, N. de Riestra, Pedernales)	44.3 km. Ø 4″, 8 km. Ø 3″,5 km. Ø 2″ **57 km**	$ 25.100.000	4.000 m3/hora GN
GASODUCTO Centro Oeste (Guaminí, Laguna Alsina)	50.5 km. Ø 4″, 3.5 km. Ø 3″ **54 km**	$ 25.200.000	4.000 m3/hora GN
	Total	**$482.400.000**	

Adicionalmente el programa plantea obras de gasoductos virtuales como se explicó anteriormente, y las planteadas tomaron la opción del GNC, como puede verse a continuación.

Sistema GNC – 29 Localidades

ITEMS	CANTIDAD	LONGITUD RED (MTS)	PRECIO UNITARIO	PRECIO FINAL
Red de Distribución	29	314.366	$ 120	$ 37.723.920
Descargadero y ERP	29	-	$ 1.000.000	$ 29.000.000
Trailer en cada localidad	29	-	$ 772.200	$ 22.393.800
O. Civil y Mecánica Planta Compresora	1	-	$ 2.444.750	$ 2.444.750
Compresores en Planta	4	-	$ 792.000	$ 3.168.000
Trailers en Planta de Carga	30	-	$ 772.200	$ 23.166.000
			Total	**$117.896.470**

Ahora bien, el detalle de las redes a incorporar es el siguiente:

DETALLE		SITUACIÓN ACTUAL	PLAN QUINQUENAL					
			2010	2011	2012	2013	2014	Total
Redes a Incorporar	a) Redes GN	10	3	19	51	51	51	185
	b) Redes GLP	20	4	9	7	7	7	54
	c) Redes GNC			8	10	11		29
	Total Localidades	**30**	**7**	**36**	**68**	**69**	**58**	**268**

Los usuarios y los gasoductos a incorporar según el plan quinquenal son:

		ACTUAL	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Usuarios potenciales a Incorporar	Residenciales y comerciales	31.552	3.970	17.165	61.661	61.141	60.563	203.500
	Inst. públicas de magnitud		4	4	4	4	4	20
	Industriales y GNC	6	5	5	8	8	8	34

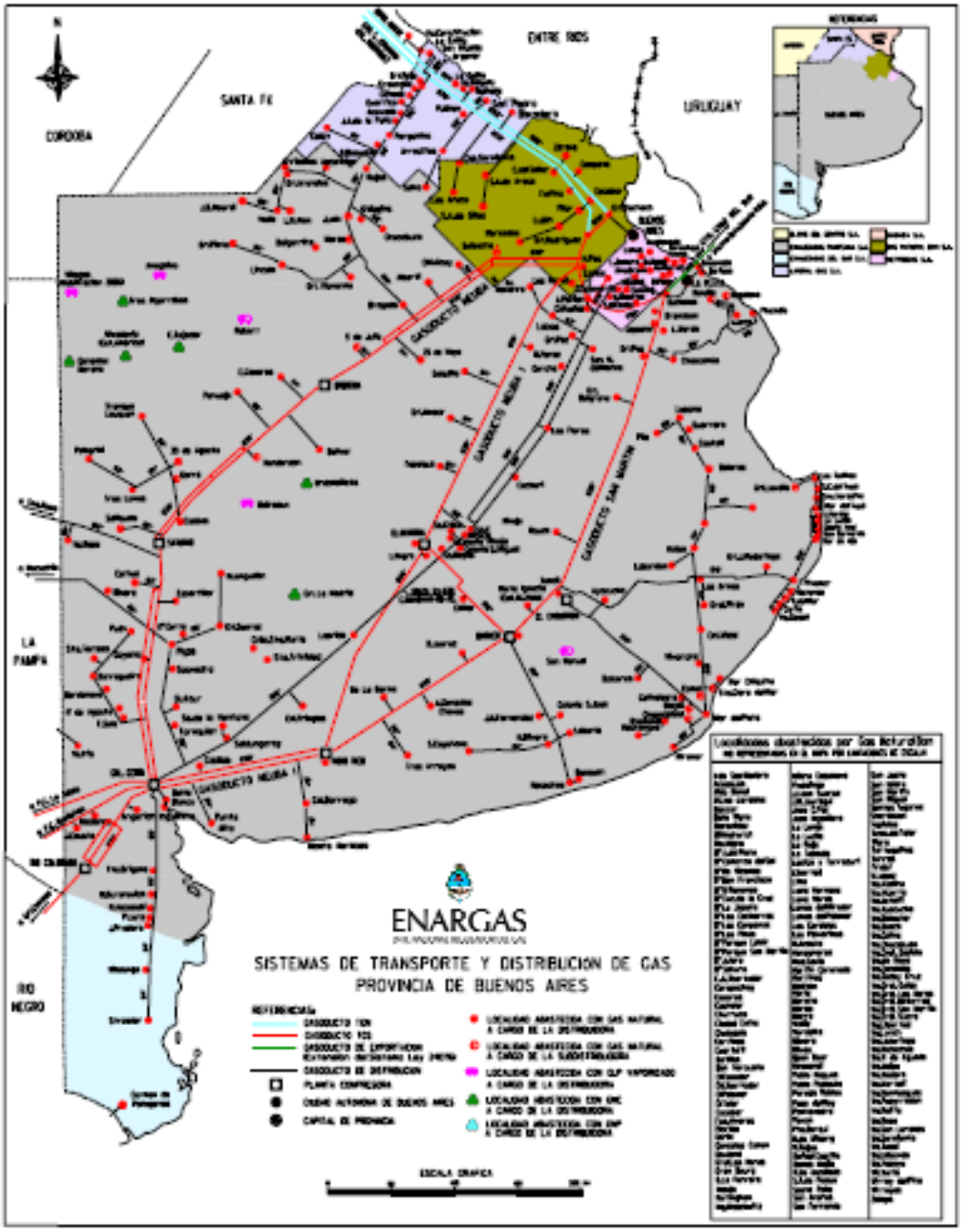
GASODUCTOS EN OPERACIÓN A RECUPERAR Y A DESARROLLAR	**112**	**0**	**2.051**	**258**	**57**	**54**	**2.420 KM DE GASODUCTOS**

En cuanto a las inversiones, las mismas ascienden según lo presupuestado a:

Inversiones

	ACTUAL	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Red + Planta	$85.976.880	$30.000.000	$111.547.986	$93.163.824	$94.563.824	$69.400.000	$484.652.514
Alamc. Y Plantas Farcc.			$11.000.000		$11.000.000		$22.000.000
Gasoducto Virtual			$18.613.950	$10.691.600	$10.271.800		$39.577.350
Gasoducto real			$85.590.000	$193.760.000	$155.850.000	$25.200.000	$460.400.000
Total Inversiones	$85.976880	$30.000.000	$226.751.936	$297.615.424	$271.685.624	$94.600.000	**$1.006.629.864**

El presente plan es un plan ambicioso, y que generaría un gran avance en materia de infraestructura de gas natural para la Provincia de Buenos Aires, si bien como puede verse a continuación, Buenos Aires posee una gran cobertura de redes en comparación con otras provincias.



Fuente: ENARGAS

San Luis

En el caso de la provincia de San Luis se relevó el presupuesto 2011 en el cual la Unidad Ejecutora Nº 23 y específicamente el Programa infraestructura Energética Programa Nº 23 – Provisión de de gas natural establece lo siguiente:

En materia de gas natural, el plan de obras busca dar cobertura a las necesidades del insumo residenciales e industriales.

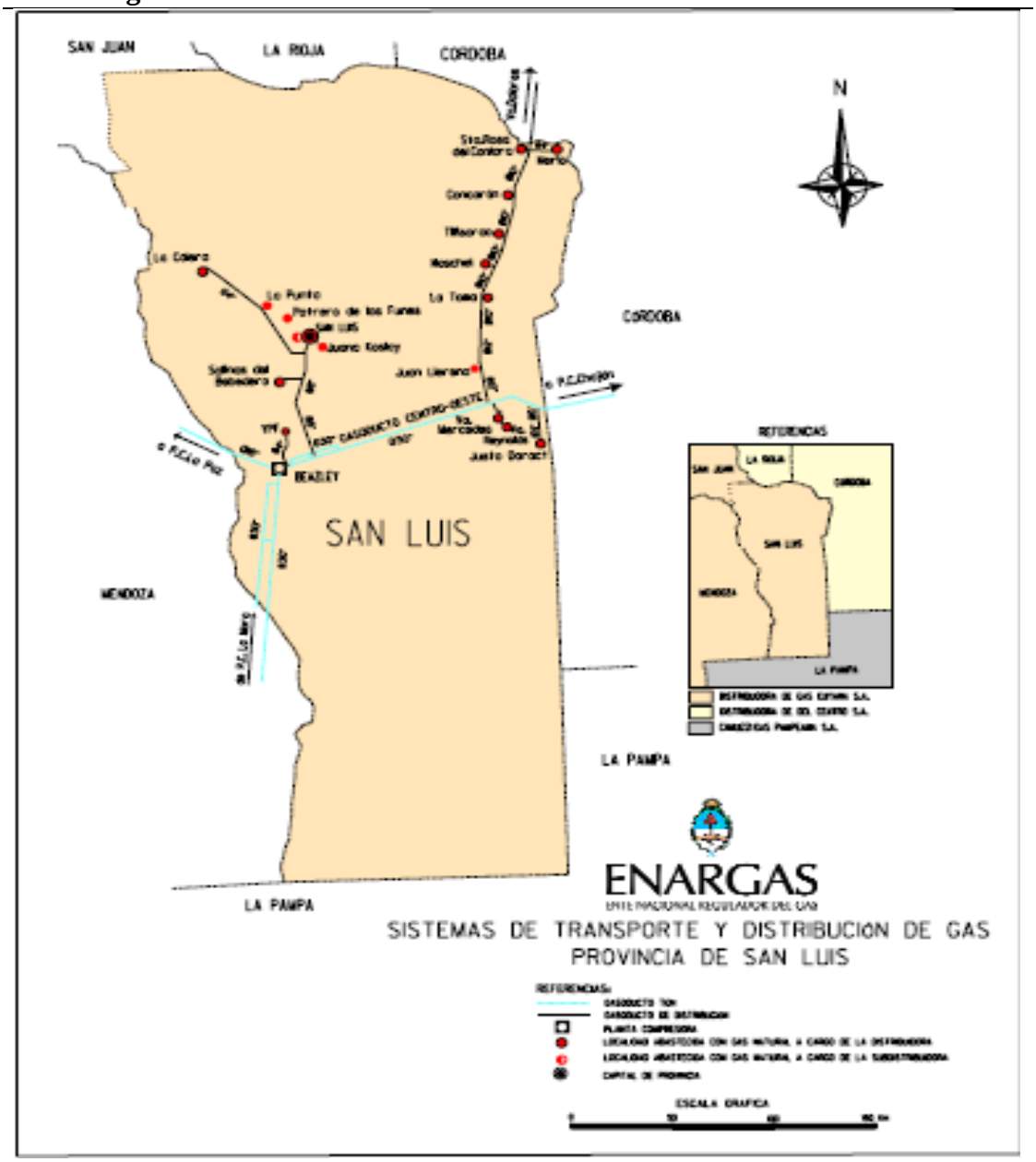
Se prevé el tendido de red domiciliaria de gas para barrios carenciados de distintas localidades de la provincia y la construcción de nuevos gasoductos.

Entre las obras propuestas y presupuestadas se encuentran las siguientes:

PROYECTO	MONTO
Gasoducto del Norte	$ 3.842.103
Gas Natural Bº UOCRA y Contiguos - La Punta –	$ 600.000
Gas Natural El Volcán, Estancia Grande, El Durazno	$ 15.000.000
Gasoducto de la Costa	$ 15.000.000
Gas Natural a La Toma Bº 28 Viviendas y Bº 55 Viviendas Productivas	$ 1.000.000
Gas Natural a Lafinur, Alem y Ampliación de Red Quines, Lujan y Candelaria	$ 2.000.000
Gas Natural Ampliación – Merlo	$ 1.500.000
Gas Natural Bº Los Socabones - Juana Koslay	$ 500.000
Gas Natural Barrios de Villa Mercedes	$ 2.000.000
Gas Natural Justo Daract	$ 1.000.000
Ampliación de Redes Gas Natural	$ 2.000.000
Gas al Sur 1º Etapa	$ 15.000.000
Natural La Punta - Boulevar Las Cañadas	$ 1.000.000
Total	**$ 60.442.103**

A continuación puede verse el mapa con las redes de gas natural existentes en la provincia:

Redes de gas natural – Provincia de San Luis



Fuente: ENARGAS

Entre Ríos

Para el caso de la provincia de Entre Ríos se procedió a relevar el "Plan Estratégico de Infraestructura de Entre Ríos - Ejecución 2008 – 2011"

Es dable aclarar que la provincia promulgó una la ley que permite tornar operativo el contrato de fideicomiso financiero para el desarrollo gasífero que, por 52 millones de pesos, firmó la Provincia con la Nación.

La norma, agiliza el proceso de construcción de las redes de gas natural en diez departamentos y se completarán las redes de distribución en Gualeguaychú, Gualeguay, Concepción del Uruguay y Concordia.

Esta iniciativa que lleva el número 9758, autoriza al Poder Ejecutivo a suscribir e integrar Valores Representativos de Deuda (VRD) y/o Certificados de Participación (CP), emitidos con relación al Fideicomiso Financiero Desarrollo Gasífero de la provincia de Entre Ríos, celebrado oportunamente entre el Gobierno provincial, la Secretaría de Energía de la Nación, Nación Fideicomisos SA y Gas Nea SA, con la participación de la Secretaría de Obras Públicas de la Nación, el Ente Regulador del Gas y el Banco de la Nación Argentina.

El objeto de este fideicomiso es la aplicación de los fondos para financiar obras de gas.

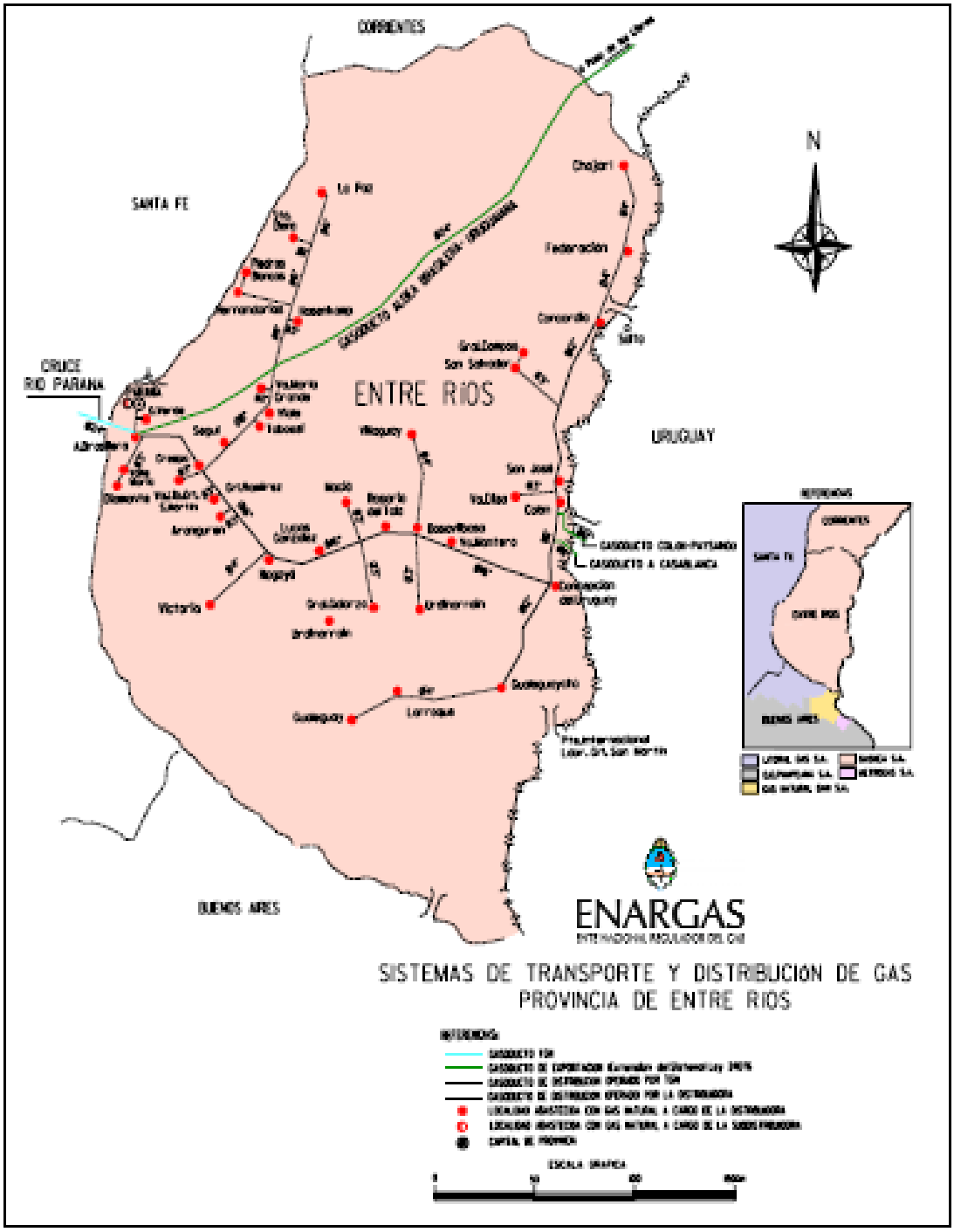
En este marco, la iniciativa autoriza al Poder Ejecutivo a adquirir valores representativos de deuda de este fideicomiso por 35 millones de pesos que serían financiados por un aporte del Estado Nacional.

En tanto, a estos fondos se suman 8 millones de pesos que aporta la provincia y un recupero de nueve millones más en concepto de recupero anticipado del impuesto al IVA.

De esta manera, el servicio llegará a más de 52 localidades, superando las 48 previstas en el plan original.

El fideicomiso permite a la provincia cumplir con las obligaciones contraídas según el acta acuerdo de julio de 2000 y ratificada por la Ley Nº 9.295, con la licenciataria de distribución Gas Nea SA, por el cual se obliga a realizar estas obras.

A continuación puede verse la cobertura que posee Entre Ríos en materia de redes de gas natural:



Fuente: ENARGAS

En la actualidad se encuentran abastecidas 23 ciudades:

LOCALIDAD
ORO VERDE
CRESPO
VILLA LIBERTADOR SAN MARTIN
GENERAL RAMIREZ
GUALEGUAYCHU
CONCEPCIÓN DEL URUGUAY
CONCORDIA
ROSARIO DEL TALA
CHAJARI
NOGOYA
VICTORIA
DIAMANTE
COLON
LA PAZ
GUALEGUAY
VILLAGUAY
SANTA ELENA
HASENKAMP
MACIA
BASAVILBASO
SEGUI
SAN SALVADOR
VILLA ELISA

El proyecto de Desarrollo Gasífero en la provincia de Entre Ríos integró a la misma al Sistema Interconectado de Gasoductos del país a partir de la realización del Gasoducto Subfluvial que cruza el Río Paraná y continúa con el Gasoducto Troncal Entrerriano.

Esto constituye una extensión del sistema de gasoductos que luego de la privatización de Gas del Estado, están a cargo de la Licenciataria de Transporte, Transportadora de Gas del Norte S.A.

El abastecimiento de gas de la provincia tiene su origen en los yacimientos de la Cuenca Neuquina y Noroeste, siendo transportado a través de los gasoductos Centro-Oeste y Norte hasta la zona de la ciudad de Aldao (Prov. de Santa Fe) donde nace el cruce subfluvial del río Paraná.

En el año 1987 la Provincia contrató a la Unión Transitoria de Empresas TECHINT – SADE- SUPERCEMENTO - DYOPSA, para la realización del cruce subfluvial del río Paraná de un gasoducto de 24” de diámetro y una longitud aproximada de 33 Km. que se vinculó con el sistema nacional existente, a la altura de la localidad de Aldao en la provincia de Santa Fe llegando a cercanías de Aldea Brasilera desde donde

posteriormente se conectaron el Gasoducto Troncal Entrerriano y el Gasoducto del Mercosur. Estos trabajos se realizaron entre septiembre de 1987 y febrero de 1989.

El gasoducto troncal entrerriano se comenzó a construir el 28 de noviembre de 1996 por medio del consorcio adjudicatario de la Licitación, formado por las firmas SADE - TGS S.A.- PIETROBONI.

La operación y mantenimiento del Gasoducto Troncal está a cargo de la Licenciataria de Transporte, la Transportadora de Gas del Norte S.A., empresa con la cual la Provincia celebró un Convenio para que preste los servicios de operación y mantenimiento mediante el pago de un Canon mensual, correspondiendo a la Provincia el remanente de la tarifa del servicio de transporte para el recupero de la inversión realizada.

Técnicamente se considera a la Obra como un gasoducto de transporte debido a la presión del trabajo.

El tramo principal, denominado troncal, se divide en tres partes y dos diámetros diferentes, a saber:

Troncal 1: este se desarrolla desde la conexión con Transportadora Gas del Norte en Aldea Brasilera, hasta cercanías del cruce de Rutas Nacionales Nº 14 y 135, acceso a la Ciudad de Colón.

Diseñado con un diámetro de 16", tiene una longitud de 275 Km. Este troncal finaliza en una trampa receptora de scrapper (herramienta de inspección interna de la cañería) de 16".

Troncal 2: tramo que comienza en una trampa lanzadora de scrapper de 12", y termina con una trampa receptora en la Ciudad de Concordia en el cruce de Rutas Nacionales Nº 14 (nueva) y Nº 14 (vieja).

La longitud final de Troncal 2 es de 109 Km. y se desarrolla por propiedad privada, salvo casos puntuales en que se debió utilizar el préstamo de la Ruta Nacional Nº 14, para evitar pasar por lugares comprometidos con el medio ambiente, como por ejemplo una de las pocas granjas ecológicas que hay en el País.

En este tramo la geografía y las explotaciones agrícolas de la región condicionaron la traza, ya que se debió salvar campos con intensa producción forestal, o reservas naturales como la zona del Palmar en el Departamento Colón.

Sumamos a los casos descriptos la sucesión de arroyos con regímenes pluviales y gran dinámica hidráulica, lo que llevó a buscar estratégicamente los lugares de cruce.

El terreno de estos arroyos es arenoso y significó una dificultad extra tanto la ejecución del cruce propiamente dicho como en la recomposición final de las márgenes.

Tramo 3: este tramo vincula Concepción del Uruguay con la intersección de la Ruta Nacional Nº 14 y la Ruta Provincial Nº 20 en cercanías de la Ciudad de Gualeguaychú. Al igual que el Troncal 2 se construyó en 12" y tiene una longitud de 54 Km.

Se destaca en este tramo el cruce del Río Gualeguaychú, hecho con sistema de perforación dirigida.

Salvo escasos 1.000 metros antes de cruzar este río en que se optó por ir por el préstamo de la Ruta Nacional Nº 14, el resto se desarrolla en propiedad privada y en su recorrido se previeron los distribuidores de tránsito a construirse en el futuro acceso sur a Gualeguaychú.

Este tramo finaliza en la trampa receptora de scrappers de 12" ubicada sobre la Ruta Provincial Nº 20.

De los gasoductos troncales (entrerriano y del mercosur) derivan gasoductos de aproximación que alimentan a 48 plantas reductoras de presión que a su vez abastecerán las redes del tendido urbano a sendas localidades.

A diferencia del tendido troncal, en las aproximaciones se utilizan los prestamos de rutas o caminos vecinales.

En total se completan 845 Km. en distintos diámetros que van desde 2" a 8". Se destaca que en los casos en que la traza va por caminos, el radiografiado de soldaduras se hizo en un 100 %.

En propiedad privada el porcentaje es variable dependiendo de las reparaciones detectadas siempre de acuerdo a normas.

Se instalaron 25 pares de trampas de scrappers en sendas aproximaciones con el mismo objetivo de mantenimiento e inspección tal las instaladas en el troncal.

De éstas, 24 son de tipo móvil, es decir que el barrel de lanzamiento y recepción no queda montado en la instalación de superficie, debiendo remover la tapa ciega de la brida final para su instalación. La restante corresponde al tramo Crespo-Hasenkamp diseñado en 8”de diámetro, siendo ésta de características similares a las trampas fijas del troncal.

Ahora bien como parte de este desarrollo el plan a futuro plantea la realización de las siguientes obras:

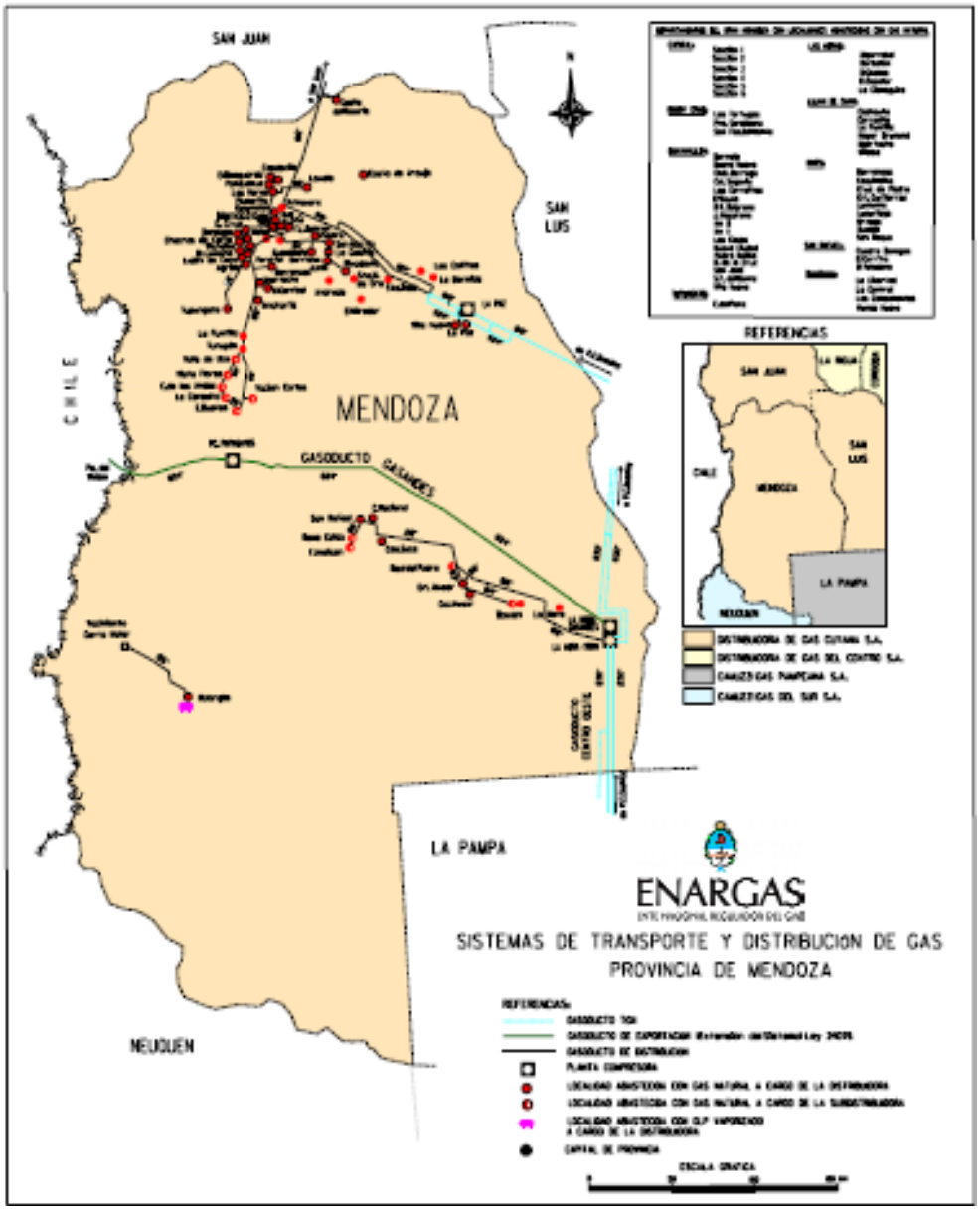
LOCALIDAD		MONTO
Aldea Brasilera, Diamante	Red de gas natural, interconexión y obras complementarias	$ 2.001.268
San Jaime de la Frontera, Federación	Red de distribución de gas natural	$ 2.198.334
San Jaime de la Frontera, Federación	Interconexión y obras complementarias	$ 4.000.000
Sauce de Luna, Federal	Red de Distribución (12.620 mts)	$ 2.064.518
Sauce de Luna, Federal	Interconexión y obras complementarias	$ 4.000.000
Alcaraz, La Paz	Red de Distribución 8.010 mts.	$ 1.510.069
Alcaraz, La Paz	Interconexión y obras complementarias	$ 4.000.000
Paraná, Paraná	Ampliación de red 19.890 mts.	$ 3.298.638
Paraná, Paraná	Gasoducto productivo (Dpto. Paraná - PROSAP)	$ 20.000.000
Gobernador Mansilla, Tala	Red de distribución de gas natural 14.285 mts.	$ 1.919.052
Gobernador Mansilla, Tala	Interconexión y obras complementarias	$ 3.876.583
Villa Mantero, Uruguay	Red, interconexión y obras complementarias (13.025 mts)	$ 2.656.900
Villaguay,Villaguay	Ampliación red de gas 4.920 mts.	$ 738.451
	TOTAL	**$ 52.263.813**

Mendoza

La zona Cuyo es el centro de una región con una importante actividad industrial, donde se destacan: refinerías de petróleo, agroindustrias, plantas de generación eléctrica, cementeras, compañías químicas, cristalerías, de alimentos y bebidas.

El 100% del suministro de gas natural a Cuyo se origina en la Cuenca Neuquina, y es transportado a través del gasoducto troncal Centro-Oeste de TGN.

Redes de gas natural – Provincia de Mendoza



Fuente: ENARGAS

Un caso muy particular en la provincia de Mendoza es la ciudad de Malargue, ya que la misma estaba abastecida por gas natural y actualmente está abastecida por GLP por redes, a continuación se analiza este caso en particular.

El departamento de Malargue se ubica a 180 Km al sudoeste de la provincia de Mendoza, cuenta con un sistema de redes y gasoductos autónomo e independiente del resto del sistema gasífero regional, ya que desde los primeros descubrimientos de hidrocarburos en la zona, en la década de los 70´s, el departamento consumía el gas natural extraído en su territorio y posee alrededor de 4.000 clientes conectados al servicio que presta una Distribuidora de gas natural.

Tiempo atrás, el operador del yacimiento de la zona, notificó a la Distribuidora la declinación de los yacimientos gasíferos, no garantizando por lo tanto el contrato de abastecimiento de gas natural, fecha desde la cual la Distribuidora Ecogas ha debido implementar medidas tendientes a garantizar el suministro a sus Clientes.

Ecogás realizó una planta de almacenaje y distribución de gas licuado de petróleo, que se inyecta a las cañerías que proveen el combustible a las viviendas de un amplio sector de la ciudad, mientras que el resto sigue recibiendo el gas proveniente de la fuente original.

Antes estos problemas se ha proyectado un gasoducto de aproximadamente 155 kilómetros desde Papagallos (en proximidades de Pareditas, San Carlos) hasta la ciudad de Malargüe, cuya licitación está en proceso.

Ahora bien, en cuanto a los programas con un monto presupuestado que se han podido relevar del Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Transporte de la provincia, se encuentran los siguientes:

LOCALIDAD	LONGITUD	MONTO
Los Corralitos, Guaymayen	17, 8 km	$ 1.425.278
Colonia Las Rosas, Tunuyán	28.6 km	$ 2.718.294
Monte Coman, San Rafael	18.5 km	$ 7.680.000
Tupungato	26.89 km	$ 2.653.319
	TOTAL	**$ 14.476.891**

No se ha podido relevar el costo de la conexión de la localidad de Malargue, pero sin dudas es una de las obras más importantes a encarar en cuanto a la situación particular que tiene esa localidad.

Chubut

Para el caso de la provincia de Chubut se procedió a analizar el "Planeamiento Estratégico Infraestructura – Infraestructura Energética "de la provincia, el cual expone los siguientes proyectos y consideraciones:

CONSIDERACIONES GENERALES

El suministro de gas a los pobladores de la Provincia, en sus diversas formas es, al igual que en el caso de la energía eléctrica, uno de los servicios esenciales que aportan a la calidad de vida y a las posibilidades de desarrollo económico y social de las distintas comunidades provinciales.

En el caso de la Provincia del Chubut, tales prestaciones, son llevadas a cabo a través de entidades privadas que cuentan con la concesión para ello y que, conjuntamente con ENARGAS, resuelven las principales obras a desarrollar en esta materia. Por su parte también, en el caso de las empresas privadas, las mismas se ocupan de la administración, el mantenimiento y la conservación de las redes de distribución.

La Provincia, a través de su organismo de obras públicas de gas, participa de las planificaciones de nuevos servicios, recibiendo las demandas por parte de las comunas o los usuarios y gestionando y viabilizando las mismas ante tales entidades y actuando en la consecución de financiamientos para concretar obras y servicios en esta materia.

CAPACIDAD INSTALADA EN LA PROVINCIA

El servicio de gas en la Provincia muestra en líneas generales coberturas importantes debido a que la concentración de población en la provincia se encuentra signada por su mayoritaria distribución en las principales localidades de la misma, precisamente éstas se encuentran alcanzadas por gasoductos principales y dotadas de redes que llegan a elevado número de sus habitantes.

La situación en las localidades del interior provincial que no son alcanzadas por gasoductos principales, en ciertos casos cubren sus necesidades a partir del empleo de plantas distribuidoras de gas propano (existen cinco de ellas en la Provincia) con las que se abastece a importantes porcentajes de sus poblaciones.

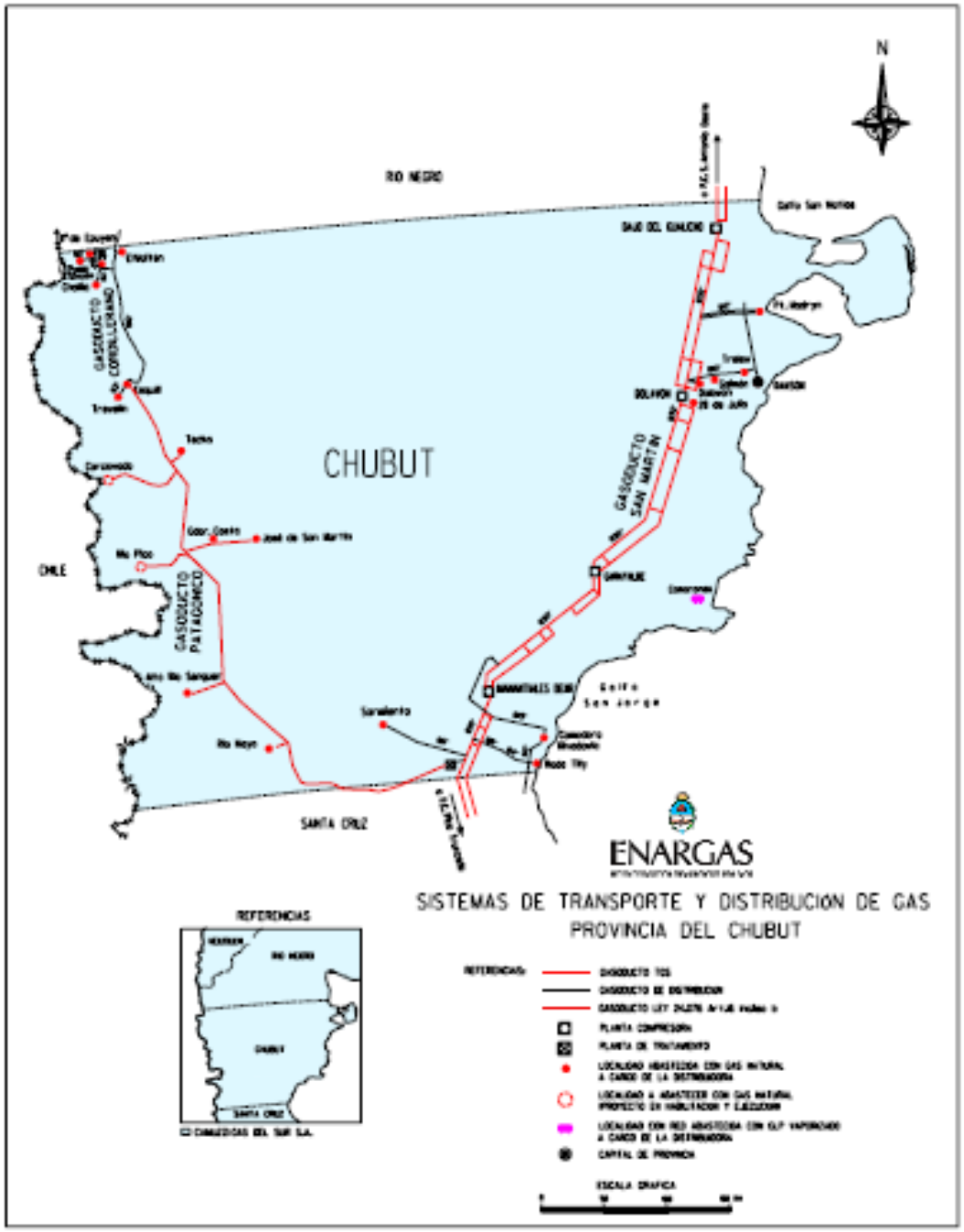
Asimismo, en las localidades en que no se cuenta con estas plantas de distribución, se abastece a la población, en ciertos casos, con cilindros de gas distribuidos entre las personas de más bajos recursos, apelando para ello a subsidios establecidos por leyes nacionales y provinciales.

El lo relativo al abastecimiento a través de gasoductos principales, es de mencionar que la Provincia está surcada de Norte a Sur por el gasoducto General San Martín que data de medíados del siglo pasado y que ha contado con la dotación de loops y de tendidos paralelos para su adecuación a las necesidades de transporte actual.

En su derrotero por el territorio chubutense, este gasoducto alcanza a las localidades de Rada Tilly, Comodoro Rivadavia, Sarmiento, Garayalde, Trelew, Rawson, Gaiman, 28 de Julio, Dolavon, Puerto Madryn.

Por su parte, la zona Oeste cuenta desde los años noventa del siglo pasado con la habilitación del transporte de gas a través del denominado “Gasoducto Cordillerano” que se conecta con la provincia vecina de Río Negro y que alcanza en su distribución a la zona Noroeste de Chubut, siendo su localidad más extrema la correspondiente a Esquel.

Redes de gas natural – Provincia de Chubut



Fuente: ENARGAS

En su recorrido este gasoducto, que fuera objeto de readecuaciones en los últimos cinco años para mejorar su capacidad de transporte, alcanza a las localidades de Lago Puelo, El Maitén, El Hoyo, Epuyén, Cholila, Esquel y Trevelin.

Las antes citadas plantas de distribución de gas licuado vaporizado se encuentran en las localidades de Tecka, Gobernador Costa, José de San Martín, Alto Río Senguer, Río Mayo y Camarones.

A continuación puede verse el detalle de la sobras plantaedas.

PROYECTO	LOCALIDAD	MONTO
Ranal y Red de Distibución Lago Rivadavia	Cholila	$ 1.800.000
Gasoducto y Planta redustora Gualjaina	Gualjaina	$ 4.800.000
Gasoducto Parque Industrial Rawson	Rawson	$ 900.000
Red de Distribución zona El Zauzal - Desemboque	El Hoyo	$ 850.000
Red de gs zona Chacras R P Nº 7830	Rawson	$ 500.000
Red de distribución de gas en Epuyen	Epuyen	$ 450.000
Red de distribución de gas chacras Sarmiento	Sarmiento	$ 510.000
Red de distribución de gas chacras de Travelín	Telsen	$ 250.000
Traslado de plantas de GLP	P. Pirámides	$ 500.000
Traslado de plantas de GLP	Paso de los Indios	$ 500.000
Traslado de plantas de GLP	Las Plumas	$ 500.000
Traslado de plantas de GLP	Gan Gan	$ 500.000
Red de distribución de gas	P. Pirámides	$ 300.000
Red de distribución de gas	Paso de Indios	$ 150.000
Red de distribución de gas	Las Plumas	$ 200.000
Red de distribución de gas	Gan Gan	$ 120.000
Monto Total de Redes		**$12.830.000**

Conclusión

En el presente trabajo se ha procurado analizar el sector del gas natural en sus tres etapas principales, es decir, la producción, el transporte y la distribución.

En la primera etapa, la de la producción de gas natural, se ha analizado principalmente el estado de situación actual, y se ha puesto de manifiesto las características del mismo, a los efectos de plantear la problemática que está afrontando el sector.

Dentro de esta problemática se encuentra la declinación de los volúmenes de reservas y principalmente los indicadores que permiten asumir la declinación de la producción debido a que los yacimientos se encuentran en una etapa de disminución de sus presiones.

Estos datos nos llevan a pensar en alternativas a la producción de "gas convencional", ya sea desde el punto de vista de la importación del gas natural o por medio de incentivos de precios para el desarrollo de nuevas reservas denominadas "no convencionales".

En cuanto a la importación se plantean dos posibilidades concretas, las cuales son, la importación por medio de buques metaneros, metodología ésta, que ya se está llevando a cabo desde el puerto de Bahía Blanca y que se encuentra en estudio la construcción de una planta en la Provincia de Buenos Aires.

La otra fuente de importación se basa en la integración regional con el vecino país de Bolivia, que si bien en la actualidad se están importando volúmenes desde ese país, todavía no se cuenta con la infraestructura necesaria para transportar los volúmenes planteados en los acuerdos firmados, los cuales llegan a los 27,7 MM m^3/día.

En cuanto al desarrollo de reservas de gas "no convencional", se realizó una descripción de los tipos existentes, y de los proyectos que al respecto se están llevando a cabo en Argentina, en particular los de tight gas, por medio del programa denominado "GAS PLUS".

La mejor definición de yacimientos tight gas, es la de un yacimiento que no es capaz de producir a tasas económicamente rentables, y en el que solo se pueden recuperar cantidades favorables de gas, si el pozo es estimulado con técnicas de fracturamiento o es producido por pozos horizontales o multilaterales.

La Resolución 24/2008 de la Secretaría de Energía de la Nación, señala que resulta menester implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción gasífera del sector privado, en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos.

Este programa desarrollado por el Estado Nacional, reconoce un mayor precio al gas natural (entre 4 y 5 u$s/MMBtu), que se obtenga de este tipo de yacimientos, a los efectos de reconocer los mayores costos que deben incurrir las empresas productoras para el desarrollo de estos proyectos.

Los proyectos aprobados hasta la actualidad son 34, pero se espera que este número vaya en aumento en los próximos años, y que se desarrollen programas de exploración para detectar este tipo de reservas.

Con todo esto, se plantea una proyección en la cual el futuro abastecimiento de gas natural, si se considera una declinación en la producción de gas natural convencional, estará dada por un mix de estas fuentes, es decir se complementará la producción local con importación de Bolivia, importación vía buques metaneros y la incorporación de reservas y producción de gas "no convencional".

De esta manera se podrá hacer frente a la creciente demanda de este insumo, el cual se ha convertido, por su relación de precios con sus productos sustitutos y por sus ventajas medioambientales, en un recurso necesario para el crecimiento del país.

En cuanto a la infraestructura necesaria en redes de transporte de gas natural, si bien se mostró mediante la relación entre la evolución de la producción y de la capacidad de transporte, que ambas variables están en proporción una con la otra, seguramente existan aún algunos cuellos de botella en lo referido al transporte de gas proveniente de las cuencas del sur del país, y esto requiera de obras de refuerzo de la infraestructura existente.

A los efectos de analizar el desarrollo de las redes de transporte, se procedió a destacar las obras de magnitud realizadas en los últimos tiempos, y se analizó la zona del sur, centro y norte del país.

Entre las obras destacadas se encuentra el segundo cruce al estrecho de Magallanes el cual se realizó con el objetivo de explotar las reservas de gas natural del sur del país y las ubicadas frente a las costas de Tierra del Fuego.

La obra incluyó 900 kilómetros de gasoducto (loops de 30 y 36 pulgadas de diámetro), la instalación de nuevos turbocompresores en diferentes plantas compresoras y lo más importante, el tendido de un Segundo Gasoducto Submarino en el Estrecho de Magallanes.

La obra del nuevo cruce submarino permite unir el cabo Espíritu Santo, en la provincia de Tierra del Fuego, con el cabo Vírgenes, en la provincia de Santa Cruz.

El Nuevo Cruce del Estrecho permite el paso desde la isla al continente de un total 18 millones de metros cúbicos por día.

En conjunto con el resto de las ampliaciones hechas en el continente, se utilizarán 7.4 millones de m^3/día de esos 18 millones m^3/día, quedando el remanente para futuras expansiones.

El proyecto demandó una inversión de U$S 314 millones, y su financiamiento se realizó a partir de la constitución de un fideicomiso privado.

Pero sin lugar a dudas una de las obras más importantes que se están encarando en cuanto a las redes de transporte, la constituye la construcción del Gasoducto del Nor Este Argentino (GNEA), el cual no sólo abastecerá de gas natural a las provincias del NEA, que nunca han tenido acceso a este insumo, sino que también promoverá la integración energética con Bolivia, lo que permitirá transportar los volúmenes establecidos en el acuerdo entre ambos países.

Esta obra significará unos de los proyectos más ambiciosos en cuanto a redes de transporte de las últimas décadas, no solo por su longitud (1.465 km.), sino también por el desarrollo económico que generará a las provincias del NEA contar con este insumo.

Si se considera el presupuesto planteado para el trazado establecido por el Decreto Nº 267/2007, el monto de la obra asciende a u$s 1.382.557.000.-.

Ahora bien, en cuanto a la etapa de distribución de gas, es dable destacar que a partir de la modificación de los mecanismos de financiación de las obras de distribución, se generaron nuevos mecanismos en remplazo del conocido como Factor K (Factor de inversión), el cual remuneraba las inversiones en obras de expansión de redes.

Es por ello que las expansiones de redes comenzaron a realizarse por medio de fideicomisos financieros y otros mecanismos.

Estos mecanismos generaron que las decisiones de inversión ya no estuvieran en mano de las distribuidoras, sino de planes más generales establecidos desde el gobierno nacional o los gobiernos provinciales, los cuales establecieron también cargos para fondos de expansión de redes de gas natural.

Todo lo expresado aquí generó que muchos de los planes de expansión de redes se encuentren descentralizados, en especial los correspondientes a ampliaciones de las redes de distribución.

Es por ello, que al respecto se plantean dos propuestas en cuanto a inversiones en redes de distribución, la primera consiste en la conexión de las localidades que actualmente están abastecidas con GLP por redes, ya que las mismas poseen una ventaja con respecto a las demás, siendo que estas ya cuentan con la red de distribución y las instalaciones internas de los usuarios, reduciendo significativamente los costos asociados a su conexión.

En una segunda instancia, y dado el carácter descentralizado de las obras de distribución se procedió a realizar un relevamiento de algunos de los planes provinciales, a los efectos de determinar cuáles son los futuros proyectos a realizarse y el presupuesto estimado para las mismas.

Del relevamiento realizado, se han destacado algunos de los planes que cuentan con un presupuesto definido para su ejecución, en el entendimiento de que los mismos están en un estado de avance mayor que el resto.

Los planes y sus presupuestos pueden verse a continuación en el siguiente cuadro resumen.

Planes de Obras de gasificación relevados

PROVINCIA	MONTO
Buenos Aires	$ 1.006.629.864
San Luis	$ 60.442.103
Entre Ríos	$ 52.263.813
Mendoza	$ 14.476.891
Chubut	$ 12.830.000

Si bien estos planes son solo una parte de los necesarios a llevarse a cabo, el carácter descentralizado de este tipo de obras hace muy dificultoso poder relevar el 100% de las obras a realizarse.

De todo el análisis realizado, queda expuesto el carácter estratégico que tiene este insumo, y las necesidades futuras de inversión para generar un adecuado abastecimiento, que acompañe el crecimiento del país.

Seguramente existan muchas variantes en cuanto a las decisiones de inversión, y las mismas estarán condicionadas a las estrategias a largo plazo que se planteen en materia energética, pero en el presente trabajo se trató de empezar a visualizar cuales son las alternativas para el desarrollo del sector de gas natural.

Bibliografía

Ente Nacional Regulador del Gas – Datos operativos, Informe ENARGAS 2009, Atlas y Mapas.
www.enargas.gov.ar

Secretaría de Energía de la Nación – Información de mercado – Mercado de Hidrocarburos
http://energia3.mecon.gov.ar

Energía Argentina S.A. (ENARSA)
http://www.enarsa.com.ar

EMGASUD
http://www.emgasud.com.ar

Cuadernos de Energía – Deloitte – 28 de junio de 2010

Argentina situación originaria, perspectivas energética y de desarrollo - Presentación Ing. Daniel Cameron – Comisión de Energía – Cámara de Diputados de la Nación

El gas natural en Argentina – Presentación Nino Barone – Pluspetrol

Páginas de Internet consultadas:

Desmontan planta de gas del Calafate

http://www.ahoracalafate.com.ar/index.php/component/content/article/37-locales/9777-fin-de-una-etapa-desmontan-la-planta-de-gas-de-el-calafate.html

Licitan la ampliación del gasoducto de San Patricio del Chañar

http://neuqueninforma.com/2010/02/22/licitan-la-ampliacion-del-gasoducto-de-san-patricio-del-chanar/

Camuzzi Gas - Avance de Obras

http://www.camuzzigas.com/avance-de-obras.php

Emgasud – Unidades de Negocio

http://www.emgasud.com.ar/unidades-negocios.asp

Dirección Provincial de Energía de Tierra del Fuego
http://www.dpe.com.ar/

Ministerio de Obras Públicas de Tierra del Fuego
http://www.tierradelfuego.gov.ar/m_obrasp/i_licitas.php

Sitio Oficial de la Provincia de Santa Cruz

http://www.santacruz.gov.ar/

Ministerio de Infraestructura de la provincia de Mendoza

http://www.infraestructura.mendoza.gov.ar/

Transportadora de Gas del Sur
http://www.tgs.com.ar/Servicios/Transporte-de-gas-natural

Transportadora de Gas del Norte
http://www.tgn.com.ar/Servicios/Transporte-de-gas-natural

Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires
http://www.mosp.gba.gov.ar/

Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Transporte de la Provincia de Mendoza
http://www.infraestructura.mendoza.gov.ar/

Ministerio de Obras Públicas e Infraestructura de San Luis
http://www.infraestructura.sanluis.gov.ar/

Gobierno de la Provincia de Entre Ríos
http://www.entrerios.gov.ar/

Secretaría de Infraestructura, Planeamiento y Servicio Públicos de Chubut
http://www.chubut.gov.ar/infraestructura/index.php?id=0