

INTEGRACION DE LA RED DE GAS NATURAL ENTRE ARGENTINA Y CHILE

Isabel Stanganelli
Depto. de Geografía
Facultad de Humanidades y Cs. de la Edu.
UNLP

Introducción

En la 3ª Reunión de Ministros de la Energía de las Américas, llevada a cabo en Caracas el 16 de enero de 1998, quedó establecida -a través de la Declaración de Caracas- la necesidad de reforzar los procesos de integración en el dominio de la energía y también el compromiso de los gobiernos de garantizar un desarrollo sostenible y la preservación del ambiente sobre la base de que un desarrollo económico duradero exige una cooperación energética interamericana. Dicha Declaración promueve la acción de los gobiernos, las instituciones financieras multilaterales, los organismos no gubernamentales y el sector privado para lograr los mecanismos destinados a alcanzar el desarrollo económico y energético en nuestro continente. Se puso entonces el énfasis en la trasmisión de energía en las zonas rurales, estableciéndose que para el 2010 el 80% de la población total de las Américas debe tener acceso a los servicios energéticos, entendiéndose que este elemento colaborará con el proceso de integración del continente y su desarrollo sostenible.

A pesar de ser un combustible más "limpio" para alimentar centrales térmicas, el gas ocupa hasta el momento apenas el 9% de la demanda actual en el perfil energético del Cono Sur. Sin embargo están dadas todas las posibilidades para que el subcontinente se convierta en la cuarta región gasífera del mundo, siguiendo el modelo de integración de la Unión Europea. Esta condición es la que posibilitará lograr un crecimiento en la integración energética a corto y mediano plazo (la demanda creció en torno a un 3% anual en el último quinquenio).

El crecimiento de requerimientos gasíferos en el Cono Sur se debe a diversos factores entre los que se cuentan:

- La necesidad de contar con combustibles de bajo poder contaminante entre los que sobresale el gas natural,
- El incremento del uso de este combustible en la generación eléctrica merced a los adelantos tecnológicos y economía de escala en las unidades de ciclo combinado,
- El desarrollo de nuevos mercados como el de Brasil donde el uso actual es del 4% de la energía primaria consumida,
- El crecimiento de Chile, con infraestructura que lo vincula a Argentina, para la generación térmica, minería y metanol en su zona austral,
- La incorporación de Bolivia como proveedor de gas natural,
- La decisión de Perú de desarrollar sus yacimientos de Camisea para generación térmica, minería e industria,
- La ampliación del mercado doméstico en Argentina,
- El ingreso de Uruguay y Paraguay al consumo de gas natural debido a su proximidad con nuevos gasoductos o al tránsito de los mismos por su territorio.

Situación en Argentina

Las reservas de gas natural de Argentina son las segundas de América Latina -luego de Venezuela-, la producción tiene una proyección de alza y promete un fuerte crecimiento de la oferta, que se orientará particularmente hacia un mercado externo de dimensiones muy importantes y globalmente deficitario en materia energética.

Producción y reservas de gas natural en Sud América: m³ x 10(9)

Área septentrional	producción	%	reservas probadas	%
Colombia	57,0	23,3	228	4,5
Ecuador	2,9	1,2	102	2,0
Trinidad y T.	35,5	14,5	603	1,9
Venezuela	149,3	61,0	4148	81,6
Subtotal	244,7	60,3	5081	77,9

Área meridional	producción	%	reservas probadas	%
Brasil	28,9	17,9	226	15,7
Argentina	106,1	65,9	687	47,8
Bolivia	15,0	9,3	150	10,4
Chile	8,4	5,2	96	6,7
Perú	2,8	1,7	278	19,3
Subtotal	161,2	39,7	1437	22,1

Total áreas	405,9	100,0	6518	100,0
--------------------	--------------	--------------	-------------	--------------

Por su capacidad de consumo, Brasil constituye el mercado regional más importante para las exportaciones de gas natural desde la Argentina. Si bien hoy ese fluido participa apenas con el 4 por ciento en la matriz energética brasileña, el objetivo es llevar ese porcentaje al 12 por ciento en el 2010. Entre las iniciativas que comienzan a hacer realidad el desafío de una integración energética regional, se encuentran la puesta en marcha de gasoductos para conectar las cuencas argentinas con Chile, Bolivia, Paraguay, Uruguay y el sur de Brasil.

Existe ya una importante red de gasoductos que desde Argentina comienza a extenderse a todo el Cono Sur. El presente trabajo tiene por objetivo destacar la situación de los gasoductos que conectan a Argentina con Chile así como los proyectos a corto y mediano plazo de ampliación de dicha red como fuente de generación energética.

Desarrollo

El uso industrial y doméstico de gas natural en forma masiva en el país comienza en 1946 con la creación de la Dirección General de Gas del Estado y con la construcción de gasoductos intern esregulación del mercado. La producción de hidrocarburos aumentó en un 59% entre 1991 y 1996 dando un renovado impulso a la industria gasífera que se encuentra en una etapa de franca expansión. El descubrimiento de nuevos yacimientos redujo su precio a la mitad entre 1985 y 1991. Los avances tecnológicos redujeron los costos de prospección, explotación, transporte y distribución.

La desregulación completa de los mercados fue el origen de un fuerte crecimiento en la producción que no solo permitió a Argentina superar los problemas crónicos de desabastecimiento invernal en el sector residencial sino transformarse en una nación exportadora de gas natural, elevando el standard de calidad y seguridad del sistema mediante la incorporación de la tecnología más avanzada.

Un enorme porcentaje del parque generador argentino tiene menos de cinco años de antigüedad por lo que el país, en materia de equipamiento energético, se encuentra en posición privilegiada debido a la excepcional calidad de la producción en términos ambientales y de altísima eficiencia en términos económicos. Por otra parte, la dinámica del proceso de integración energética obliga a tener en cuenta proyectos que entrarán en funcionamiento dentro de cuatro o cinco años. Hoy la industria gasífera se prepara para el desafío de la duplicación de la demanda de energía para el año 2010 en una región donde se esperan similares tasas de crecimiento.

La desregulación en Argentina logró también un importante aumento en el volumen de las inversiones. Hasta ese momento la producción del gas se destinaba al uso doméstico y la posibilidad de exportación a Brasil o Chile se anunciaba como compleja y de largo plazo debido a la falta de capitales y a los aparentemente inexistentes mercados y reservas.

Desde 1992 hasta fines de 1999 la capacidad de transporte troncal de Argentina se incrementó 35%. Con la firma del primer Protocolo de Integración Gasífera entre Argentina y Chile, comienza en 1997 la exportación de gas natural a Santiago de Chile a través del gasoducto GasAndes con una venta total de 1.838 millones de m³/día. Durante 1999 se habilitaron cuatro nuevos gasoductos desde Argentina a Chile y uno al Uruguay, y se espera en mayo de 2000 habilitar dos nuevos gasoductos, uno a Brasil desde la provincia de Entre Ríos y el segundo al Uruguay a través del río del mismo nombre. También se planea incorporar el combustible al gasoducto Santa Cruz de la Sierra (Bolivia)-Sao Paulo.

El inventario de gasoductos argentinos al presente es el siguiente:

A Chile:

- **GasAtacama** Salta- N. de Chile, para abastecer a GE, minería y agua. 2 mill. m³/día. 930 Km.
- **Norandino** Salta - N. de Chile, para abastecer a GE, minería, agua y Chile septentrional. 2mill. m³/día. 1060 Km.
- **GasAndes** Mendoza a Santiago de Chile. 5/19 mill. m³/día. 465 Km.
- **del Pacífico** Neuquén a la VIII Región de Chile. 3,5 mill. m³/día. 530 Km.
- **Tierra del Fuego** Methanex-Sipetrol - Tierra del Fuego a Methanol. 2 mill. m³/día
- **Patagónico** Methanex-Repsol-YPF - Tierra del Fuego a Methanol. 2 mill. m³/día
- Posesión Methanex- Pan American - Tierra del Fuego a Methanol. 0,9 mill. m³/día.

A Uruguay:

- **Paysandú** Aldea Brasilera (Colón) a Paysandú. 0,7 mill. m³/día. 17,5 Km.
- **Ute. Ancap** Ruta 14 Cruce R. Vr. a Central de Casablanca. 1,5 mill. m³/día.

A Brasil

- **Mesopotámico/Gaucho** Entre Ríos a Uruguayana-TGM, General Electric. 2,5/10 mill. m³/día. 440 Km. Desde Uruguayana a Porto Alegre el gasoducto -que se prevé entrará en operación en diciembre de 2000- tendrá 610 Km.

A Bolivia

- **Bolivia-Argentina:** Santa Cruz de la Sierra a Argentina, 6 mill. m³/día. Este gasoducto exportó a Argentina desde 1972 y durante 27 años. Actualmente cesó sus operaciones, pero la infraestructura facilitará -mediante la inversión del flujo- las exportaciones de Argentina a Brasil.

En proyecto:

- **MERCOSUR y Trans Iguazú:** Estos dos proyectos se refieren al enlace entre la cuenca Noroeste de Argentina y Porto Alegre-Sao Paulo-Florianópolis. 25 mill. m³/día. 2300 a 3000Km.

- **Santa Cruz-Matto Grosso do Sul- Sao Paulo- Campinas-Paraná-Santa Catarina-Rio Grando do Sul- Porto Alegre:** este gasoducto de 3150 Km. transporta gas proveniente de las cuencas recientemente descubiertas en Bolivia. En caso de presentarse problemas de abastecimiento en el corto plazo se prevé la posibilidad de incorporar combustible desde Salta a través del mencionado gasoducto Bolivia-Argentina. Una ampliación de la capacidad del gasoducto sería rentable a partir de 2007 cuando la demanda insatisfecha supere los 20 mill. m³/día. Es posible la construcción de un nuevo gasoducto que atravesase Paraguay y conecte Porto Alegre.

- **Cruz del Sur:** Bs. As. a Montevideo. 6,6 mill. m³/día. 217 Km. con un tramo subfluvial a través del Río de la Plata de 55,4 Km. Este proyecto fue aprobado por el Poder Ejecutivo uruguayo en mayo de 2000 y se aguardan las resoluciones oficiales sobre el impacto ambiental de la obra para iniciar las obras.

- **Extensión del gasoducto Buenos Aires - Montevideo - Porto Alegre:** Entre Montevideo y Porto Alegre la distancia adicional es de 850 Km. y se proyecta el envío de 2 mill. m³/día, si bien se debe considerar que a partir de 2007 deberá abastecer requerimientos de 20 mill. m³/día por lo cual se deben tener previstas obras de ampliación. Participa Petrobrás.

En términos de volumen, las exportaciones de Argentina alcanzan aproximadamente a 20 mill. m³/día, lo que equivale al 25% del consumo doméstico argentino. La mayor parte de las exportaciones están ligadas a la producción de electricidad. La generación térmica aparece como sustituto de costosos proyectos hidroeléctricos -de gran impacto ambiental y sujetos a las variaciones en el régimen pluvial- o de otros. En Argentina la participación del gas natural en el consumo de energía primaria es del 45%, mientras que en Brasil o Chile no alcanzan al 5%.¹

Gasoductos entre Argentina y Chile

El gasoducto GasAndes: Este emprendimiento energético es una de las consecuencias del "Protocolo de Integración Gasífera" que se firmó entre los mandatarios de ambos Estados en 1995. Este gasoducto binacional de 465 kilómetros de longitud, inaugurado en agosto de 1997, conecta La Mora -Mendoza- con Santiago de Chile y envía parte de la producción de la cuenca neuquina por medio del gasoducto argentino Centro-Oeste de Transportadora de Gas del Norte (TGN). El bombeo comenzó con un volumen de 3 millones de metros cúbicos, pero en marzo de 1998 alcanzó los 5,5 millones de metros cúbicos y a fines del 2000 se prevé llegará a 10 millones. El gas transportado a Chile a través de GasAndes se destinará, principalmente, a la generación de energía eléctrica y en segundo lugar para el suministro domiciliario.

Esta vinculación energética significa que gran parte del consumo chileno podrá reorientarse hacia la utilización del gas, más barato y menos contaminante, un dato clave para la grave situación ambiental de Santiago. La capital chilena está preparada para recibir gas en los domicilios, mediante una nueva red de distribución que paulatinamente se extenderá a otras comunas.

El proyecto fue concretado por un consorcio encabezado por la empresa canadiense Nova Gas Internacional, que tiene un 56,5% de participación. A su vez, cuenta con la Compañía General de Combustibles, empresa argentina con un 13,5% de participación; Metrogas, de Chile, que participa con un 15% y Chilgener, de Chile, que tiene el otro 15%. La inversión fue de 350 millones de dólares.

En 1991 se constituyó el consorcio chileno Gas natural S.A. -Gasco (30%), Shell (17%), Enagas (13%) y Abastible (10%)- para compra y venta de gas natural, construcción y operación de gasoductos y redes de distribución. Con el mismo objetivo entre agosto del mismo año y junio de 1992 se formó otro consorcio encabezado por YPF e integrado por Astra, Bidas, San Jorge y Pluspetrol y las chilenas Enap y Chilgener, las italianas Snam e Italgas y las españolas ENAGAS y Catalana de Gas. Este consorcio rival de Gas Natural S.A. se denominó Transgas/Gas de Chile. A éste se incorporaron la chilena Enersis, Tenneco (EE.UU) y British Gas que sustituyeron a las compañías italianas y españolas. En junio de 1992 es Transgas quien obtiene la autorización para exportar el volumen máximo permitido de gas natural y Gas natural S.A. quedó momentáneamente fuera de competencia.

En 1988 Chilectra se había privatizado con el nombre Chilgener y entre fines de 1991 y marzo de 1992 comenzó a trabajar en Argentina -Central Puerto y Central Neuquen- y a intentar la interconexión energética con Argentina incluyendo gas y electricidad. Para ello debía adaptar las termoeléctricas chilenas para su uso con gas y construir nuevas centrales, aprovechar las centrales argentinas que funcionaban con este combustible y tender líneas eléctricas a Chile o construir más plantas a gas en Argentina con el mismo propósito y de esta manera seguir creciendo en el Sistema Interconectado Central, cuyo mayor mercado era Santiago y el norte de Chile.

Entre junio de 1992 y mediados de 1993 Gas Natural S.A. estableció contactos con Chilgener y Gasco-Copec. para explorar la posibilidad de utilizar el gas importado de Argentina. Pero ambas debían comprar el combustible a Transgas y el costo no era competitivo frente al carbón o la hidroelectricidad. Las dos empresas decidieron en cambio estudiar la posibilidad de un proyecto conjunto y surgió la conveniencia de la construcción de un gasoducto por la zona del río Maipo que se interconectara con el de TGN: Chilgener quedó a cargo de las negociaciones con TGN en Buenos Aires y Gasco debía estructurar la empresa distribuidora Metrogas junto a Copec, Enagas y Lone Star Gas (EE.UU.).

TGN había iniciado sus operaciones a fines de 1992 como consecuencia de la privatización de Gas del Estado. Ese año se incorporó NOVA Gas International -canadiense- al adquirir 14,4% y en 1993 propuso un trazado de 365 km. desde Mendoza hacia Santiago. Pero Transgas estaba comprometida con el proyecto desde Neuquen y rechazó esta propuesta y a NOVA Gas como socio potencial. Como al privatizarse Gas del Estado la única condición que subsistía era que las exportaciones no debían limitar la capacidad disponible para el mercado argentino, la propuesta de NOVA y TGN a los representantes de Chilgener y Gasco era viable, firmándose un memorandum de entendimiento en noviembre de 1993 y dando paso a la construcción del gasoducto GasAndes desde Mendoza a través de la cordillera de los Andes hasta Santiago y su conexión con el gasoducto Centro-Oeste de TGN. Este proyecto era factible económicamente sin subsidios y operando bajo un esquema de acceso abierto, disponible para todos los usuarios. NOVA Gas transportaría el fluido a Santiago, Metrogas -con Gasco- se ocuparía de la distribución del gas en la zona Metropolitana y Chilgener de la generación de electricidad. El proyecto, denominado GasAndes, se hace público a fines de 1994 y en abril de 1995 Argentina y Chile suscriben la modificación del protocolo gasífero que libera los cupos exportables del gas natural y además el origen desde el cual se extraería para su venta a otros países.² En julio de 1995 la empresa GasAndes ya tenía suficientes clientes dispuestos a firmar contratos de largo plazo de transporte de gas natural como para garantizar la viabilidad del proyecto y se firmaron los contratos.³ Firmaron contrato con GasAndes las empresas Colbún S.A., Endesa, Empresa Eléctrica de Santiago -filial de Chilgener-, Metrogas S.A. y un consorcio integrado por Chilgener y la Compañía General de Electricidad Industrial. La capacidad contratada es de aproximadamente 10m millones de m³/día. Desde Santiago se desarrollarán ramales del gasoducto hacia la Quinta Región. En febrero de 1996, aprobado el Estudio de Impacto

ambiental, se inicia la construcción del gasoducto del lado occidental de la cordillera de los Andes.

A las dificultades técnicas resultantes del cruce de la cordillera -y cursos fluviales, caminos y predios- se sumaron otras de índole política, comercial, administrativa y cultural. Por ejemplo el fuerte antagonismo de algunas comunidades afectadas, la lentitud para otorgar permisos por las entidades relacionadas con los diversos servicios públicos en la ruta del gasoducto y los referidos a la servidumbre de paso en los predios particulares que el itinerario debía atravesar, además de los trámites municipales para construir estaciones reductoras de presión y el centro de control. El tramo argentino no presentaba mayores consecuencias ambientales en sus 253 km. y en septiembre de 1995 GasAndes ya tenía la autorización ambiental para la construcción del gasoducto del lado argentino. Pese a todas las dificultades el gasoducto estuvo listo para su inauguración en tiempo récord en agosto de 1997.

El gasoducto GasAndes comienza en la estación de compresión de La Mora, cerca de la ciudad de Mendoza, atraviesa la cordillera de los Andes por el paso Maipo y por el valle homónimo llega a las estaciones de medición en San Bernardo y Puente Alto, cerca de Santiago. Mide 465 km. y está enterrado a una profundidad variable entre 0,8 y 1,2 m. Cuenta con un sistema de 18 válvulas de seguridad que interrumpen automáticamente el flujo en caso de averías, y además una estación compresora en Argentina, un centro de operación y control en Chile y las dos estaciones de medición ya mencionadas, también en Chile. Inicialmente podrá transportar 5 millones de m³/día de gas natural pudiendo llegar a 19 millones diarios en 2016.

La demanda de energía en Chile crece al 8% anual y cada 10 años se duplica su consumo energético. Desde el inicio de las exportaciones argentinas en la segunda mitad de 1997 a través del gasoducto GasAndes se pudo reducir la dependencia hidroeléctrica y también la contaminación en Santiago, pues se considera que para 2002 disminuirá en 12 mil toneladas/año el material particulado.

La Central Nueva Renca de la Empresa Eléctrica Santiago -con Chilgener como socio mayoritario- es la primera central a gas natural de ciclo combinado de Chile y consume casi la mitad del combustible inicialmente transportado por GasAndes.

En suelo argentino GasAndes tiene una extensión de 317 kilómetros, de los cuales 60 trepan por la cordillera de los Andes, entre Cruz de Piedra, Los Paramillos y el paso Maipo, donde las tuberías alcanzan una altura de 3700 metros. Los otros 150 kilómetros están del lado chileno y descienden por el cordón montañoso hasta Santiago.

La construcción del ducto llevó 20 meses y estuvo a cargo de la empresa argentina Techint. Los tubos de acero de 60 centímetros de diámetro, van enterrados a una profundidad promedio de un metro.

Complementan las instalaciones un centro de control y operaciones en San Bernardo, donde durante las 24 horas un grupo de profesionales monitorea el funcionamiento del gasoducto. También hay 18 válvulas de seguridad instaladas a lo largo del ducto y a una distancia entre sí de entre 8 y 32 kilómetros para aislar determinadas secciones para efectuar tareas de mantenimiento. La entrada del gas en Santiago se realiza por medio de dos estaciones de medición. Una se encuentra en Puente Alto, en el límite con las comunas de San Bernardo y Puente Alto y otra en el Parque Industrial Estrella del Sur, en San Bernardo.

La central Nueva Renca de Chilgener se quedará con 1,7 millón de metros cúbicos de gas de los 3 millones que llegan para generación de energía eléctrica, y Metrogas de Chile tendrá el otro 1,5 millón de metros cúbicos para distribución domiciliaria e industrial.

En marzo de 1998 hubo un fuerte incremento del consumo de gas debido a la incorporación de dos nuevas generadoras eléctricas, las centrales Nehuenco, de la empresa Colbún, y la central

San Isidro, de Endesa, en Quillota, región de Valparaíso. Pero quienes están en el negocio de los hidrocarburos aseguran que la explosión se dará para el año 2017, cuando llegará a este país un volumen de 20 millones de metros cúbicos diarios desde la Argentina.

El gasoducto del Pacífico: Esta tubería de entre 20 y 24 pulgadas parte de los yacimientos neuquinos de gas de Loma de La Lata en Argentina -el más rico en gas del país, localizado en el Neuquén-, y luego de 543 km. y de cruzar la cordillera de los Andes llega hasta la costa del océano Pacífico en el sector industrial de Talcahuano, nutriendo además a Concepción, Coronel y Penco. A mediados de 2000 contará con dos ramales adicionales que agregan 100 km. a su trazado. Uno desde La Leonera hasta Coronel (28 km.) y el otro desde Paso Hondo hasta Nacimiento (72 km.). Iniciará el transporte de 1,5 millones de m³/día para incrementar el volumen de gas a 4,5 millones diarios en 2005 y a 9 millones de m³/día en 2020 destinados al consumo industrial, comercial y residencial. El yacimiento de Loma de la Lata, operado por Repsol-YPF, está ubicado en el corazón de dos comunidades mapuches y contiene la mayor reserva petrolera del país (casi el 40 %) y la mayor reserva gasífera nacional (53,46 % del total). Las obras de construcción se iniciaron en octubre de 1998 y se realizaron en once meses iniciándose las operaciones en noviembre de 1999.

Gasoducto del Pacífico cuenta con un estudio de impacto ambiental aprobado sobre la mayor parte de la ruta, según señala un comunicado de prensa de la empresa, y también tiene las concesiones de transporte.

Esta obra fue construida y operada por la canadiense Nova Gas Internacional -que tiene una participación del 30% en el consorcio-. Sus socios son la chilena Gasco, que tiene un 20%; la norteamericana El Paso International Company, con un 21%; ENAP -la petrolera estatal de Chile- tiene el 18,2% e YPF SA, el 10 por ciento. El proyecto surgió de la unión de los frustrados gasoductos TransGas, de ENAP e YPF, y GasSur, de Nova, que por separado planeaban concretar la llegada del gas de Neuquén a Chile.

En la zona de Biobío, en Chile, la comercialización y distribución del gas de la fusión de los grupos Transgas, formado por Enap, YPF y Tenneco -hoy El Paso International-, y Gas Sur constituido por Nova Gas Internacional -actual TransCanada International (TCI)- y Gasco. Ante el éxito de la empresa de GasAndes referida al gasoducto Mendoza-Santiago, Gas Sur invita en octubre de 1997 a los potenciales clientes a firmar contratos de largo plazo para el transporte de gas y suma suficientes clientes como para construir el ducto. Ese mismo mes se produce la fusión con Transgas que ya tenía la concesión para el transporte de gas desde el Neuquén y el Estudio de Impacto Ambiental aprobado. TCI posee 30% del gasoducto, El Paso International el 21,8, la distribuidora de gas chilena Gasco el 20%, Enap posee 18,2% del gasoducto del Pacífico y Repsol-YPF el 10%.

La comercialización y distribución con fines industriales del gas transportado por este gasoducto es responsabilidad de la empresa asociada Innergy Soluciones Energéticas y a nivel local -comercial y residencial- es Gas Sur quien abastece a clientes comerciales y residenciales de Talcahuano, Concepción y alrededores. Para ello se invirtieron 60 millones de dólares en la construcción de ramales y en la red de distribución.⁴ De todos modos el 75% del consumo inicial correspondería al uso industrial que contribuye con el 37% del PBI regional y 13% del nacional, con posibilidades de triplicar el consumo en menos de veinte años.

GasAtacama: Es el tercer proyecto de interconexión energética que se puso en marcha entre ambos países. A diferencia de GasAndes, el objetivo de este ducto de 20 pulgadas de diámetro y 925 km de longitud es la generación eléctrica para el uso del sector minero en el norte chileno, pues abastecerá a las regiones I y II de Chile (Antofagasta).

Las obras comenzaron en Chile en diciembre de 1997 y en la Argentina en abril de 1998. Los primeros bombeos de gas natural argentino hacia Chile comenzaron en junio de 1999. La

construcción del gasoducto demandó una inversión de US\$ 350 millones para transportar hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas natural por día desde la localidad de Coronel Cornejo (Salta, Argentina) y que pasa por Ledesma, San Pedro de Jujuy, San Salvador de Jujuy, hasta Purmamarca. Allí dobla hasta el paso fronterizo de Jama y transcurre hasta el puerto de Mejillones en el Pacífico. Ya se encuentra en licitación la construcción de un megapuerto en esta localidad chilena.

El origen de este emprendimiento se remonta a 1994, cuando la estadounidense CMS Energy propuso a las empresas de generación del norte chileno la reconversión de sus centrales alimentadas con carbón -más costosas y contaminantes- hacia el sistema de ciclo combinado con gas que, por supuesto, iba a ser provisto desde los yacimientos del norte argentino por gasoductos que la propia CMS se preparaba a construir y operar. La respuesta que recogió CMS no fue buena, pues ninguna compañía eléctrica chilena compró la idea. Todas producían con centrales a carbón o hidroeléctricas y pasar a gas las obligaba a costosas inversiones.

A mediados de 1996 CMS decidió encarar el proyecto por su cuenta, aunque en algún momento habían expresado fugaz interés la también estadounidense Williams y la canadiense Nova. Sólo en noviembre de 1996 se incorporó en firme al proyecto la Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa, filial del grupo Endesa de España), la mayor generadora y distribuidora de energía del país vecino. El consorcio GasAtacama está actualmente integrado en partes iguales por CMS Energy y Endesa Chile, que previeron, además de la tubería para llevar el gas salteño, dos centrales con una potencia total de 740 megavatios en Mejillones y en Antofagasta y una tercera de 350 megavatios en Taltal, unos 200 kilómetros al sur de Antofagasta y el costo de todo el emprendimiento ascendió a US\$ 850 millones.

Las obras tendrán un importante efecto en el desarrollo económico y social regionales. Por un lado, el gas impulsará el desarrollo minero e industrial de la Puna argentina. En Chile, en tanto, el fluido se destinará a la generación de energía eléctrica para la minería y los puertos ubicados sobre el Pacífico. Además, en el futuro habrá ramales para el abastecimiento de gas natural de hogares e industrias en el norte de ambos países. "No hay forma de despertar los tesoros naturales de un país sin energía", dijo Víctor Frayling, presidente de CMS Corporation.

El gasoducto es operado por Endesa, la mayor generadora eléctrica chilena; CMS Energy (EE.UU.), Astra, Pluspetrol Energy e YPF. Con una capacidad de transporte de 8,5 millones de m³/gas por día, nace en la localidad de Cornejo y luego de 925 km. llega a la localidad de Mejillones, futuro polo de desarrollo industrial y portuario en el norte de Chile. Además del gasoducto el proyecto incluye una central térmica de 710 MW en Mejillones con tecnología de ciclo combinado a gas natural. El gasoducto abastecerá a la industria y al sector domiciliario. Otro gasoducto derivado, el Tal Tal que pertenece íntegramente a Chile y a Endesa con un recorrido de 223 km. desde Mejillones hasta Paposo pasando por La Negra alimentará a la central de CC Tal Tal de 360 MW -también perteneciente a Endesa-, que se ubicará en la zona de Paposo, que alimentará a la zona norte del SIC.

NorAndino: Pero GasAtacama no estuvo solo por mucho tiempo en la conquista del norte chileno. En medio de un plan nacional de reconversión eléctrica, el gobierno chileno privatizó parcialmente las centrales de la minera estatal Codelco que pasaron a manos de una nueva compañía, Electroandina SA. El 40% de ésta y su gestión quedaron en manos de la Inversora Eléctrica Andina, formada por Tractebel (belga de origen, pero controlada por la francesa Lyonnaise des Eaux), la española Iberdrola y Enagas (de las familias chilenas Santa Cruz y Yaconi).

Con el agregado de Edelnor SA, filial de la norteamericana Southern, formaron Norgas, el primer nombre de Gasoducto NorAndino SA, donde Techint pasó a ser un jugador clave al diseñar su ruta paralela a la de GasAtacama.

El gasoducto NorAndino transporta gas desde Pichanal (Salta) cruza la nuboselva Oranense, pasa por Humahuaca, sigue hacia la cordillera hasta la frontera con Chile y la cruza por el paso de Jama, en las inmediaciones de la salina homónima, y luego al puerto Tocopilla (Chile). Tiene una extensión de 1060 km y requirió una inversión es de US\$ 330 millones. Con un diámetro de 20 pulgadas, su capacidad de transporte es igual a la de GasAtacama: 8 millones diarios de metros cúbicos. Su inauguración estaba prevista para finales de 1999 a pesar de los atrasos por problemas con la Justicia debidos al accionar de Greenpeace y de la comunidad colla Tinku Naku, que tiene asentamientos en la zona.

El esquema de NorAndino es igual al de Atacama: el gasoducto posee tres derivaciones que alimentarán centrales energéticas de ciclo combinado de gas, con vistas a abastecer la creciente demanda de electricidad por parte de la minería chilena en pleno crecimiento, con inversiones canadienses, sudafricanas, norteamericanas, japonesas y australianas que se prevé, sumarán U\$S 10.000 millones hasta la mitad de la primera década del siglo XXI.

Techint está a cargo de la construcción del gasoducto NorAndino, aunque en un principio fueron inversores. Mediante una negociación con los entonces socios -y ahora clientes- Tractebel de Bélgica, y Southern de Estados Unidos, Techint vendió su participación en el gasoducto -que era de un tercio de la inversión total de 500 millones de dólares- y quedó como constructora y sus vinculadas Siat, Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Tecpetrol proveerán, respectivamente, las cañerías, la futura operación del ducto y parte del gas que se exportará.

La competencia entre los dos proyectos de gasoductos que cruzan Salta y Jujuy y se disputan la venta del gas natural salteño a Antofagasta y la mayor zona minera de Chile, sobrepasó los límites de una lucha comercial y se transformó en un problema ecológico y social. Ambos gasoductos poseen capacidad para abastecer sustancialmente al mismo mercado. El argumento que tienen para eso es que el mercado chileno estaría ampliamente abastecido con uno solo de los ductos y la línea de alta tensión que la chilena Chilgener ya está construyendo en esa zona para también llegar a Antofagasta.

El tendido de NorAndino -el gasoducto de la belga Tractebel y la chilena Edelnor- pasa por el medio de un bosque nativo o natural de yungas, un tipo de área protegida mundialmente por su peligro de extinción donde habita el 60% de las especies de aves del país y también por una región donde habitan importantes comunidades collas. Las organizaciones Kolla Tinkunaku y Greenpeace se opusieron a que el ducto pase por la zona de Las Yungas. La organización ecologista Greenpeace pidió la modificación de la traza, pero la empresa asegura que eso es imposible. Cambiar el trazado del gasoducto significa desviar el recorrido unos 160 kilómetros, lo que haría no viable el proyecto e incrementaría su costo en unos 130 millones de dólares. Las tuberías de GasAndino evitan las zonas más vulnerables de la selva y se estableció un corredor biológico. Daniel Sanmartino, director general de Techint, dijo que "la idea es comprar tierras y desarrollar una reserva ecológica con puntos de información y educación para la población del lugar y los visitantes". El empresario agregó: "El impacto ambiental pasará a ser altamente positivo; nadie dice que la selva de yungas está siendo devastada desde hace tiempo". En tanto los habitantes de las zonas en conflicto padecen las consecuencias de las obras y se quejan, otros moradores del Noroeste, como las comunidades puneñas de Tilcara y Humahuaca, abrigan la esperanza de que el gasoducto norteño les acercará el tendido del gas que les permita calefaccionarse y dejar de cortar la última leña de la región. Asimismo, ven con buenos ojos que al lado del gasoducto se abra un camino de Orán hacia Chile.

En abril de 1998 el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargás) chileno y las autoridades argentinas autorizaron la construcción de los gasoductos GasAtacama y Norandino, superando ambas las impugnaciones ecologistas por el impacto ambiental de las obras-.

La base de esta guerra es el dominio del mercado eléctrico en el norte chileno. Los actores, dos consorcios en los que hay europeos, norteamericanos, chilenos y argentinos, montaron dos

negocios paralelos y en competencia a partir de la exportación de gas salteño. Además, hay un tercero en discordia: una compañía chilena que va a generar electricidad del lado argentino y transportarla por un electroducto al otro lado de la cordillera. Las inversiones en danza entre los tres proyectos suman más 2200 millones de dólares.

Pero las mismas reglas del mercado que han liberado el paso a las tres iniciativas privadas amenazan la viabilidad de por lo menos una de ellas: la pujante minería chilena por sí sola no absorberá ni en el corto ni el mediano plazo toda la energía ofrecida, ni aun después de que los precios se abaraten un esperado 30 por ciento. El retorno de la inversión no se corresponderá con las expectativas iniciales, y hay una tensión entre los consorcios que no cede. Con las tres centrales que operará, GasAtacama tendría asegurada ya la colocación de 5 millones de metros cúbicos diarios de gas, mientras que las centrales de NorAndino consumirían cerca de 4,3 millones de metros cúbicos diarios. Cada uno de ellos puede transportar 8 millones de metros cúbicos por día. "Por ahora no habrá mercado para los dos gasoductos", reconocen unos y otros.

La empresa chilena Chilgener se mantuvo fuera de los dos consorcios. Debía reconvertir sus centrales de carbón para no perder presencia, eligió un atajo. Chilgener puede ser una de las primeras beneficiadas de la sobreoferta de gas que llegará por medio de Norandino y GasAtacama y también se favorecerán las centrales generadoras y las líneas de alta tensión de TermoAndes e InterAndes (filiales de Chilgener, el segundo grupo eléctrico de ese país), que producirán electricidad en el departamento salteño de Güemes y la transportarán hasta Atacama. Es que la línea de alta tensión no sólo cruzará los Andes a menor costo, sino que su esquema apunta a aprovechar tanto los gasoductos ya construidos (sólo necesita un tramo de 15 kilómetros para acercar el gas desde la red de TGN a su planta de Campo Santo) como la red de alta tensión existente en Chile.

A pesar de los pronósticos desfavorables de los concededores del negocio gasífero sobre la rentabilidad de dos gasoductos que tendrán el mismo mercado, GasAtacama y NorAndino siguieron adelante con sus respectivos proyectos. En dos oportunidades se habló de una integración, pero las negociaciones quedaron en la nada.

La llegada de los gasoductos GasAtacama y NorAndino al norte de Chile reducirá los costos mineros en ese país y aumentará la rentabilidad de las operaciones. Para que esa situación no afecte a la situación minera de este lado de la cordillera, Salta decidió avanzar en la construcción del gasoducto de la Puna, complementario del Atacama, con 310 km en sentido norte-sur empalmando en el límite Salta-Jujuy en el río Las Barras y con itinerario por San Antonio de los Cobres, Olacapato y Salar de Pocitos hasta el Salar de Hombre Muerto en el límite con Catamarca.

Conclusiones

El principal problema que existe en materia de integración en Argentina es el desajuste entre tecnología, oportunidades de negocio y avance regulatorio. No hay fronteras para la integración desde el punto de vista tecnológico. Las factibilidades técnicas, económicas y financieras son evidentes, pero existe mora en el avance regulatorio entre las diferentes economías de los países del Cono Sur.⁵

Todo indica que los mercados requerirán una amplia interconexión de gasoductos. Bolivia y Argentina tienen grandes reservas, Brasil y Chile son netamente importadores. La demanda de Chile está cubierta por los gasoductos desde Argentina lo que descarta la importación desde Bolivia, pero el intercambio entre los cuatro Estados es cuestión de tiempo. El precio del gas en Argentina, usando como parámetro el de llegada a la ciudad de Buenos Aires, conocido como *city gate*, es hoy uno de los más bajos del mundo.⁶

En mayo de 2000 ejecutivos de Repsol-YPF y Enap firmaron un Memorandum de Acuerdo para lograr una cooperación conjunta en actividades y negocios de ambas compañías en América Latina. Respecto de Argentina podría abrirse una etapa de exploraciones conjuntas sobre prospecciones existentes en áreas de Mendoza Norte y Sur, Puesto Hernández, la Cuenca Austral y Golfo San Jorge.⁷

Si bien hubo acuerdos bilaterales, las políticas energéticas de los países andinos (Chile, Bolivia, Perú) no incluyen estrategias orientadas a la integración. Las actuales interconexiones responden a situaciones coyunturales o como respaldo a sistemas fronterizos, donde predominó la necesidad creciente de capacidad adicional de generación eléctrica a menores costos y en condiciones de compatibilidad ambiental.⁸

Un gran sistema de transporte de gas es la solución a la escasez de energía que acompaña al rápido crecimiento económico en América Latina. Las proyecciones indican que en 15 años la red conectará a los yacimientos patagónicos y las selvas de Perú y Bolivia con las ciudades de Buenos Aires, Santiago, Rio de Janeiro y Sao Paulo.

Citas:

¹ Sebastián Scheimberg. "Las exportaciones de combustibles en los últimos años". En Petrotecnia. IAPG. Año XLI N° 3 - Junio 2000. Pp. 53.

² La ruta del gas natural. En: GasAndes S.A. Santiago, Chile. 1997. Pp. 36.

³ Así queda desplazado el consorcio Transgas, integrado por YPF, Enap, Enersis, Tenneco y British Gas. Este consorcio concluyó sus actividades en marzo de 1996.

⁴ Gasoducto del Pacífico. Energía para el desarrollo regional. Santiago, noviembre de 1999. Pp. 51.

⁵ Daniel Montamat. Con la integración regional ganamos todos. En Mercado Eléctrico. Buenos Aires. Año VIII, N° 42. Abril-mayo 2000. Pp. 20.

⁶ "El mayor encuentro del petróleo y del gas del año". En Noticias, IAPG. Buenos Aires. Noviembre 1999.

⁷ Repsol-YPF se embarca en una alianza estratégica con ENAP. En Gas & Gas. Buenos Aires, mayo de 2000. Pp. 30.

⁸ "Interconexiones energéticas e Integración regional en América Latina y el Caribe" En Revista Energética. Buenos Aires. N° 4. octubre-diciembre de 1999. Pp. 4.