

UNIVERSIDAD TORCUATO DI TELLA

Departamento de Ciencia Política y Estudios Internacionales

Tesis de Maestría en Estudios Internacionales

**La integración gasífera en América del Sur**  
**El Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur**

Alumna: Paula Verónica Galilea

Tutor: Carlos Freytes

Marzo de 2015

**Prefacio**

Esta Tesis se presenta como parte de los requisitos para optar al grado académico de Maestría en Relaciones Internacionales de la Universidad Torcuato Di Tella y no ha sido presentada previamente para la obtención de otro título en esta Universidad u otra. La misma es el resultado del análisis de publicaciones durante el período comprendido entre el 20 de diciembre de 2013 y el 8 de marzo de 2015, bajo la dirección de Carlos Freytes, Profesor del Departamento de Ciencias Políticas de la Universidad Torcuato Di Tella y Ph.D. Candidate in Political Science en la Universidad de Northwestern.

UNIVERSIDAD TORCUATO DI TELLA

Departamento de Ciencia Política y Estudios Internacionales

La presente tesis ha sido aprobada el .../.../..., mereciendo la calificación de  
... (.....).

*A mis papás, María Esther y Oscar*

**Agradecimientos**

Quiero expresar mi agradecimiento al Departamento de Ciencia Política y Estudios Internacionales de la Universidad Torcuato Di Tella, a sus docentes y personal administrativo, por aceptarme, recibirme y atenderme en todo el desarrollo de mi Maestría. Agradezco también el hecho de que se me haya dado la posibilidad de cursar parte de la Maestría en el Institut d'Études Politiques de Paris.

Un especial agradecimiento a Carlos Freytes, quien me asistió como tutor en este trabajo. Al Ing. Gerardo Rabinovich, con quien intercambié valiosos comentarios que me han servido de guía a lo largo del trabajo.

Agradezco a mi madrina Beatriz Aldalur, quien me dio aliento a lo largo de la tesis y siempre estuvo atenta a mis dudas e inquietudes. A Anna Vobis, quien desde la distancia también me escuchó y propuso ideas. A Laura Morales, por su estímulo y constante atención a mis dudas. A mi hermana Carolina, por su comprensión y compañía. A mis amigas y familiares, que me animaron y alentaron.

**Paula Verónica Galilea**

Buenos Aires, 8 de marzo de 2015

Universidad Torcuato Di Tella

## Resumen

Los países de Sudamérica, al igual que otras economías en desarrollo, registran una fuerte correlación entre el crecimiento de su producto y su consumo de energía. Se prevé entonces que en los años venideros, el crecimiento de las economías sudamericanas tendrá su correlato en una mayor demanda de energía. Parte de esta mayor demanda será explicada por el gas, en vista del lugar que el hidrocarburo ocupa actualmente en las matrices energéticas de cada país y de las respectivas políticas en materia de energía.

Considerando la importancia que tiene el gas en el panorama energético de la región, y teniendo en cuenta las complementariedades entre niveles de producción y de consumo entre los países de Sudamérica, varios organismos internacionales han bregado por la integración energética en materia gasífera, con distintas propuestas e instancias de diálogo. En particular, este estudio se focalizará en el análisis de dos propuestas específicas de integración mediante ductos: el Anillo Energético del Sur y el Gasoducto del Sur, ambas formuladas a mediados de la década del 2000.

Si bien ya ha pasado más de una década, la infraestructura requerida por estas propuestas no ha avanzado, al mismo tiempo que ha desaparecido el ímpetu inicial que las fomentaba. Lo que otrora se mostraba como la solución a grandes asimetrías regionales en la distribución del hidrocarburo y los centros de consumo resulta hoy una idea que no ha prosperado más allá de las primeras propuestas. A pesar de las ventajas que mostraban tales interconexiones, cada país ha priorizado sus asuntos internos por sobre los multilaterales. Motivos de diferente naturaleza están detrás de estas decisiones de política energética.

Esta tesis tiene entonces el objetivo de estudiar el estado de avance de la integración gasífera de la región, al mismo tiempo que se relevan los desafíos asociados a la evolución del Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur.

**Abstract**

South American countries, like other developing economies, recorded a strong correlation between its GDP growth and its energy consumption. Growth of South American economies is expected to have its counterpart in an increased demand for energy in the years to come. Part of this demand increase will be explained by gas, given the place that is currently occupied by the hydrocarbon in the energy matrix of each country and their respective energy policies.

Considering the importance of gas in the energy scenario of the region as well as the complementarities between levels of production and consumption among South American countries, several international organizations have advocated for energy integration in gas matters by means of different proposals and instances of dialogue. In particular, this study will focus on the analysis of two specific proposals of integration through ducts: the “Anillo Energético del Sur” and the “Gasoducto del Sur”. Both proposals were formulated in the mid-2000s.

Whereas more than a decade has gone by, the infrastructure required by these proposals has not developed, at the same time that the initial impetus associated to them has disappeared. What was once presented as the solution to major regional asymmetries in the distribution of hydrocarbon reserves and consumption centres is today an idea that has not prospered beyond the original proposals. In spite of the advantages of such interconnections, each country has prioritized its internal issues over its multilateral affairs. Reasons of different nature are behind these energy policy decisions.

This thesis aims to study the evolution of gas integration in the region, at the same time that it introduces the challenges associated to the development of the “Anillo Energético del Sur” and the “Gasoducto del Sur”.

---

## Índice

Prefacio.....	II
Agradecimientos.....	IV
Resumen.....	V
Abstract.....	VI
Índice.....	1
Índice de Gráficos.....	2
Índice de Tablas.....	2
Índice de Mapas.....	2
1 Introducción.....	1
1.1 Antecedentes y estado actual del conocimiento.....	1
1.2 Justificación del tema elegido.....	2
1.3 Problemática de trabajo.....	4
1.4 Objetivos de la investigación.....	4
2 Marco analítico.....	6
2.1 Nociones de seguridad energética.....	6
2.2 Rol del gas natural.....	8
3 Panorama de la situación gasífera en América del Sur.....	11
3.1 Reservas, producción, consumo y gasoductos.....	11
3.2 Antecedentes institucionales.....	22
3.3 Beneficios de una interconexión.....	30
4 Propuestas de gasoductos.....	33
4.1 Anillo Energético Sudamericano.....	33
4.2 Gasoducto del Sur.....	34
5 Desafíos para el desarrollo de los gasoductos.....	36
5.1 Aspectos regulatorios.....	36
5.2 Aspectos técnicos.....	42
5.2.1 Gas natural licuado.....	42

---

5.2.2	Reservas.....	50
5.2.3	Gas no convencional / Nuevos yacimientos .....	53
5.3	Aspectos históricos y rivalidades entre países .....	61
5.4	Proyectos de gasoductos en vigencia.....	67
6	Conclusión.....	72
	Referencias bibliográficas .....	78

### Índice de Gráficos

Gráfico 3.1.	Reservas probadas de gas natural en Sudamérica ( $10^{12}$ m <sup>3</sup> ).....	12
Gráfico 3.2.	Producción de gas natural en Sudamérica ( $10^{12}$ m <sup>3</sup> ) .....	14
Gráfico 3.3.	Consumo de gas natural en Sudamérica ( $10^9$ m <sup>3</sup> ) .....	15

### Índice de Tablas

Tabla 3.3.1.	Unidades de medida .....	12
Tabla 3.3.2.	Ratio reservas/producción en Sudamérica.....	13
Tabla 3.3.3.	Principales gasoductos de Sudamérica.....	20
Tabla 3.3.4.	Principales estadísticas del gas natural en Sudamérica, 2012 ( $10^9$ m <sup>3</sup> ).....	22
Tabla 5.1.	Ranking de los 10 países con el mayor volumen de recursos recuperables de gas de esquisto .....	56

### Índice de Figuras

Figura 3.1.	Infraestructura de transporte de gas natural en América del Sur. ....	18
-------------	---	----

---

## **1 Introducción**

---

### **1.1 Antecedentes y estado actual del conocimiento**

La idea de tener una integración gasífera en América del Sur que comunique países con excedentes de gas con países que necesitan importarlo no es nueva. Se tiene registro de estas propuestas en el Memorándum 10/99 del MERCOSUR (Mercado Común del Sur), el cual reconoce que el avance en el proceso de integración gasífera es voluntad de los Estados Partes<sup>1</sup>, así como también lo es el desarrollo del comercio de gas entre ellos y la promoción de la complementariedad entre los recursos energéticos del MERCOSUR para diversificar las posibilidades de suministro de los consumidores de cada Estado Parte. Este documento no es el único en que se registra constancia de la voluntad integracionista de varios organismos regionales, dado que puede encontrarse extensa bibliografía presentando ideas que bregan por la integración gasífera en América del Sur (BID).

Existe amplia bibliografía que presenta el análisis de la industria del gas en la región hecho por distintas agencias multilaterales de desarrollo, así como también investigaciones con foco puntual en el desarrollo de proyectos específicos. El Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur son dos propuestas que resumen el espíritu integracionista de los organismos regionales, puesto que nuclean a grupos de países cuyo objetivo sería aprovechar las sinergias asociadas a la asimetría existente entre la dotación, producción y consumo de gas entre ellos.

La literatura existente aborda, en muchos casos, los beneficios y sinergias asociados a la integración regional. En complemento a este tipo de trabajos, también hay abundante material que estudia los desafíos vinculados a los gasoductos bajo análisis, y la relación de los mismos con las políticas de seguridad energética de los países involucrados en su desarrollo. Una primera lectura de estos trabajos llevaría a pensar que los países, impulsados por las bondades de la integración, no dudarían en impulsar la construcción de alguno de los dos gasoductos. Sin embargo, la construcción de los mismos no ha

---

<sup>1</sup> Según el Tratado de Asunción, firmado en 1991, los Estados Partes en aquel entonces son Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.

tenido lugar. El porqué del no avance de estos proyectos es la pregunta que articula esta tesis.

El desarrollo de esta tesis se basa en el análisis de estos trabajos, con especial interés en el Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur. La contribución de este trabajo se sustenta entonces en dos pilares: se sistematizan los factores relevantes que explican las decisiones tomadas en torno a estos proyectos, al mismo tiempo que se analiza puntualmente la evolución de los mismos.

*Palabras clave: seguridad energética, gas natural, integración energética, América del Sur.*

## **1.2 Justificación del tema elegido**

Desde la década de los noventa, los países de Sudamérica han experimentado en su conjunto un dinámico crecimiento de su PBI, el cual ha sido mayor que la media mundial.<sup>2</sup> Este crecimiento ha tenido su correlato en una dinámica demanda de energía.<sup>3</sup> Debido al dinamismo del mercado mundial así como a la inclusión social, la industrialización y el surgimiento de nuevos centros urbanos, la región hará frente a una demanda energética creciente (CAF).

En este incremento de la demanda, el gas juega un rol especial. Se espera que el gas natural sea el combustible fósil de mayor crecimiento global hacia 2035 (BP, *BP Energy Outlook 2035*). En paralelo, la demanda de gas en la generación eléctrica debería experimentar un importante crecimiento en América Latina y el Caribe (CAF).

---

<sup>2</sup> Según las estadísticas del Banco Mundial, los doce países de Sudamérica tuvieron una variación interanual de su producto del 3,55%, mientras que a nivel mundial se registró una variación interanual del 2,89%.

<sup>3</sup> El crecimiento de la demanda de energía en el decenio 1990 – 2000 fue del 31,36% en Latinoamérica y el Caribe (CAF).

Por un lado, están los países que consumen grandes volúmenes de gas, debido al tamaño de sus economías y también a la participación del gas en su matriz energética, tales como Argentina, Brasil y Venezuela. Por otro lado, en Venezuela se encuentran las octavas mayores reservas gasíferas a nivel mundial<sup>4</sup> (BP, *BP Statistical Review of World Energy 2013*), mientras que la producción de Perú y Bolivia no es destinada en su totalidad al consumo interno, tal como se expondrá en el apartado dedicado al Panorama de la Situación Gasífera en América del Sur. Los recursos gasíferos de la región están entonces concentrados en algunos países, mientras que los países que tienen mayor participación del gas en sus matrices energéticas no son los países con mayor nivel de reservas del hidrocarburo. Se evidencia de este modo la asimetría existente en la dotación del recurso gas y el uso que los países hacen de él.

Frente a este escenario, los gobiernos han incluido en sus agendas propuestas de integración energética regional mediante anillos energéticos, los cuales consisten en interconexiones de gasoductos que comunican centros de consumo y de producción a lo largo de los países de la región. En el apartado destinado a las Propuestas de Gasoductos se ahondará sobre las características de los anillos energéticos bajo análisis. Los países consumidores confían en recibir gas a precio barato desde los yacimientos más importantes de la región, ya sea Perú, Bolivia o Venezuela (Honty).

En particular, este análisis pondrá foco en el Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur. Luego de años de planteadas las propuestas iniciales, no ha habido mayores avances en ninguno de los dos proyectos. El propósito de esta tesis es entonces analizar las causas que han contribuido a la parálisis de estos proyectos de integración, así como las alternativas a los proyectos llevadas adelante por los gobiernos de los países involucrados .

---

<sup>4</sup> En el ranking mundial le precederían Irán, Rusia, Qatar, Turkmenistán, Estados Unidos, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos (BP, *BP Statistical Review of World Energy 2013*).

### **1.3 Problemática de trabajo**

La agenda de integración energética gasífera de América del Sur no ha mostrado avances en la concreción del Anillo Energético Sudamericano ni del Gasoducto del Sur, más allá de distintos manifiestos gubernamentales que expresan el deseo de integración.

Dada la asimetría existente entre la dotación del hidrocarburo, las complementariedades en la producción y el uso del mismo que hacen los países de la región, la racionalidad económica de estas iniciativas llevaría a pensar que debería haber un avance sostenido en la construcción de estos gasoductos que acercarían el gas desde los centros de producción a los de consumo.

La problemática que esta tesis aborda es entonces la causa por la cual esta agenda no avanzó. El argumento es que, por motivos asociados a aspectos regulatorios, a avances en la industria del gas y la evolución de las reservas, así como también a rivalidades históricas entre estados, los países involucrados decidieron que otras alternativas respondían de un modo más adecuado a sus dilemas de seguridad energética.

### **1.4 Objetivos de la investigación**

Conforme a lo expresado, el objetivo general es estudiar dos propuestas específicas de integración energética gasífera en América del Sur para explicar por qué no han avanzado en la agenda de integración. Considerando que una primera revisión de los estudios asociados al desarrollo de estas propuestas lleva a pensar que ambas resultarían convenientes para los países que las implementasen, la investigación tiene como foco buscar una explicación a la no concreción de las mismas.

Los objetivos específicos son los siguientes:

1. Relevar el estado de la integración en la región, dando cuenta de las ventajas y los desafíos asociados a los gasoductos, tanto desde un plano geopolítico como también considerando cuestiones de carácter técnico asociadas a la industria de los hidrocarburos;
2. Ahondar en los desafíos asociados a la evolución dos gasoductos concretos: el Gasoducto Sudamericano y el Gasoducto del Sur.

---

## 2 Marco analítico

---

### 2.1 Nociones de seguridad energética

El estudio de la integración gasífera en Sudamérica puede comprenderse mejor a la luz del concepto de seguridad energética.

El hecho de que haya seguridad energética en un país/región garantiza los volúmenes necesarios de energía a un precio razonable. No existe en esta situación interrupción en el suministro, puesto que se asume la existencia de fuentes alternativas de energía disponibles a precios asequibles y en cantidad suficiente. La preocupación por los resultados macroeconómicos e intereses estratégicos de los gobiernos los lleva a tomar medidas de política energética que puedan ser puestas en marcha en caso de producirse una interrupción de la oferta, a un costo estimado razonable por parte del electorado. Entre las medidas tomadas se consideran la diversificación de las fuentes de suministro así como una determinada reserva de energía. En definitiva, las consecuencias macroeconómicas de una gran interrupción de la oferta pueden implicar un considerable efecto sobre los precios y la inflación, con subsiguientes pérdidas de puestos de trabajo en industrias vinculadas a la energía. (Ebinger)

Al igual que en el mundo de los negocios, la clave para hacer frente a la seguridad energética es la diversificación. Dado que la estabilidad del mercado energético es una preocupación tanto de consumidores como de productores, nuevas alternativas de suministro minimizan el impacto de interrupciones en la oferta. Pero la diversificación no es suficiente. Otro elemento que debe ser considerado es la resiliencia, entendida como el margen de seguridad en el sistema de suministro energético para amortizar los shocks y facilitar la recuperación en caso de interrupción. Son varios los componentes constitutivos de un sistema con esta característica: suficiente capacidad de producción disponible, reservas estratégicas, suministro de equipamiento de respaldo, capacidad de almacenamiento en toda la cadena de suministro, y planes diseñados para hacer frente a eventuales interrupciones en grandes regiones.

Por último, en un mundo de creciente interdependencia, la seguridad energética dependerá mucho de cómo los países manejan sus relaciones el uno con el otro, ya sea de modo bilateral o en un marco multilateral. Si bien, tal como se ha señalado, la definición usual de seguridad energética puede simplificarse como la disponibilidad de oferta suficiente a un precio asequible, cada país interpreta el concepto de seguridad energética de un modo distinto.

En un contexto en el cual existe la posibilidad de verse expuestos a una irrupción en el suministro energético, los Estados no sólo consideran los compromisos asumidos con Estados vecinos, sino que sus decisiones son fuertemente influenciadas por las demandas del propio electorado nacional. Los Estados deben enfrentar el hecho de que los resultados de política son vulnerables a eventos domésticos. (Hill) De este modo, es voluntad de los Estados tomar decisiones de política que minimicen los efectos negativos sobre precios e inflación, puesto que estos afectan directamente los intereses del electorado. Las decisiones de política exterior vinculadas a la seguridad energética también se ven afectadas en parte por fuentes domésticas, y no sólo por cómo los países manejan sus relaciones el uno con el otro. Más adelante, en el apartado destinado a los aspectos históricos y las rivalidades entre países, se desarrollará este tema.

Los países exportadores de energía priorizan que sus exportaciones tengan una demanda asegurada porque gracias a esto es que sus gobiernos generan gran parte de sus ingresos, mientras que los países importadores están más interesados en seguir de cerca el impacto que los precios de la energía tienen en su balanza de pagos (Yergin). Existen diversos factores que afectan el vínculo entre seguridad energética e integración regional. Cada país tiene un modo particular de respuesta frente a las interrupciones de suministro, así como para incrementar la oferta del mismo en relación con la flexibilidad de su demanda. Por otro lado, en el mercado del gas natural no es técnicamente posible el abastecimiento de la demanda con sustitutos del hidrocarburo. La demanda residencial y comercial de gas natural tiene pocas posibilidades de ser satisfecha con combustibles alternativos, al igual que ocurre con los equipamientos de algunas pequeñas y medianas industrias. Además, la estrecha interdependencia entre los sectores del gas y la electricidad resultante de la introducción de tecnología de

---

generación eléctrica en centrales de ciclo combinado<sup>5</sup> ha conllevado un fuerte correlato entre el suministro de gas y la producción de electricidad (Guichón).

Con este escenario de contexto, una situación de insuficiencia de suministro de gas natural se resuelve en el corto plazo con oscilaciones de precio que equilibren oferta y demanda. Los gobiernos buscan evitar este tipo de situaciones con políticas que garanticen la seguridad de suministro. Guichón refiere a la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), que se manifestó justificando la intervención de los gobiernos en el caso del gas natural argumentando que “eventos de baja probabilidad (tales como interrupciones de ofertas o temperaturas extremas) pueden no necesariamente ser valuadas en sí por el mercado. Los gobiernos tienen entonces que establecer objetivos para la confiabilidad de la oferta de gas, especialmente para asegurar el suministro de gas a clientes residenciales a temperaturas extremadamente bajas”.

Guichón subraya que la IEA “define la seguridad de suministro como la capacidad para manejar durante un tiempo dado aquellas influencias externas al mercado que le impiden a éste autoabastecerse. En consecuencia, la seguridad de suministro implica poder manejar una interrupción externa de suministro. En el corto plazo, la seguridad de suministro cubre la adecuación de la oferta y la capacidad para evitar interrupciones a los consumidores. En el largo plazo, incluye la capacidad para movilizar inversiones que desarrollen la oferta y la infraestructura, como así también activos que den confiabilidad al suministro”.

## **2.2 Rol del gas natural**

El rol geopolítico del gas natural<sup>6</sup> ha ido in crescendo con rapidez. En un principio su comercialización se limitaba a los mercados regionales, debido a las características de

---

<sup>5</sup> En centrales de ciclo combinado, la electricidad es producto de la combustión de gas y el ciclo termodinámico de una turbina de vapor (Endesa Educa).

---

los gasoductos, que son rígidos y acotan el alcance del gas producido. Con el paso del tiempo el desarrollo de nuevas tecnologías ha permitido que el gas pueda ser consumido en centros muy distantes del punto de producción. Más adelante se hará referencia al gas natural licuado, el avance tecnológico que ha permitido esta extensión del mercado del gas.

Frente a otros combustibles como el petróleo y el carbón, el gas natural tiene la ventaja de ser una energía más limpia, lo cual lo vuelve un combustible atractivo para los gobiernos que buscan minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero de la matriz energética nacional. Las plantas de generación en base a gas y ciclos combinados tienen una rápida respuesta en momentos de demanda pico, y se complementan muy bien con fuentes renovables intermitentes tales como la energía solar y la eólica (Victor, Jaffe y Hayes).

Hartley y Medlock señalan que el consumo de gas mundial más que duplicará su volumen en las décadas venideras: con una participación del 23% en la energía primaria mundial hacia 2005, llegará al 28% en 2030, ocupando el actual segundo puesto del carbón y eventualmente tomando el lugar del petróleo en varias economías industrializadas.

El desarrollo de la industria del gas natural estaba antes de 1950 circunscripto al territorio de Estados Unidos. Posteriormente, otros países industrializados decidieron incorporar el gas natural en sus matrices energéticas, puesto que el hidrocarburo mostraba una buena adaptabilidad a su creciente demanda de energía. Desde los tempranos '70 el gas se ha convertido en un producto comercializado a nivel global. Dado que la combustión del gas natural es más limpia que sus sucedáneos claves (petróleo y carbón), el gas es ideal para el uso en calderas industriales, refinado, cocina

---

<sup>6</sup>¿Qué es el gas natural? El gas natural es un combustible fósil que contiene un mix de gases hidrocarbonados, principalmente metano, junto con cantidades variables de etano, propano y butano. Dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno también se encuentran presentes. El gas natural encontrado en las reservas de petróleo se conoce como gas asociado. Cuando se lo encuentra solo, se lo llama gas no asociado. Incoloro, inodoro y altamente combustible, el gas natural es usado como combustible en la generación eléctrica, calefacción y cocina. (Victor, Jaffe y Hayes 6)

y calefacción. Con el transcurso del tiempo, el gas natural se ha mostrado más ventajoso que el carbón, debido a su alto contenido calórico y a su relativamente bajo aporte en gases de efecto invernadero, un activo medioambiental que es una de las fortalezas clave del gas (Victor, Jaffe y Hayes).

Los países que se comprometen a importar grandes volúmenes de gas ponen la seguridad de su sistema energético parcialmente en las manos de los otros, lo que a su vez da tanto a proveedores como a usuarios de gas un rol en la estabilidad política interna del otro. La geopolítica del gas implica que las acciones políticas de gobiernos, inversores y otros actores clave están estrictamente vinculadas con qué proyectos de comercialización de gas serán construidos, cómo serán distribuidas las ganancias y cómo se gestionarán los riesgos de la dependencia del comercio internacional de gas (Victor, Jaffe y Hayes).

---

### 3 Panorama de la situación gasífera en América del Sur

---

#### 3.1 Reservas, producción, consumo y gasoductos

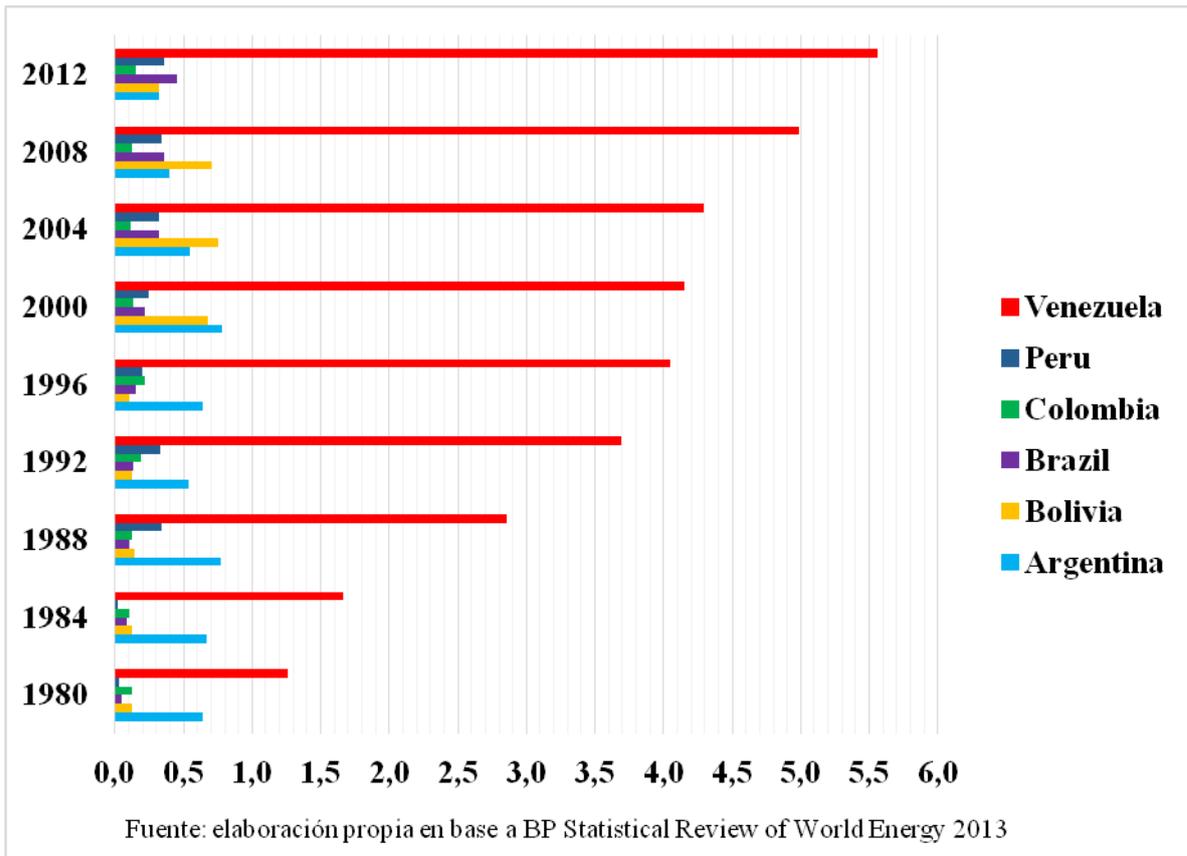
Sudamérica tiene un enorme potencial energético. En la región se concentra una inmensa cantidad de recursos naturales, en particular grandes reservorios de petróleo y de gas, así como también cuencas hídricas, yacimientos de carbón, energía solar, energía eólica y biomasa.

Hay suficientes reservas en el conjunto de países de la región para permitir los proyectos de integración, considerando las proyecciones de demanda de los países para el período 2006-2025 y usando las estimaciones de reservas de gas natural probadas, probables y posibles comunicadas por los expertos de cada país, basadas en cifras provenientes de estadísticas oficiales de años previos (ESMAP).

En la Figura 3.1 se observa que las grandes reservas de gas en el continente están concentradas en la zona andina, particularmente en Venezuela, Bolivia y Perú. Venezuela concentra casi el 78% del gas de Sudamérica, seguida por Brasil (6,3%), Perú (5%), Argentina (4,5%), Bolivia (4,4%) y Colombia (2,2%) (*BP, BP Statistical Review of World Energy 2013*)<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> A menos que se indique lo contrario, los datos estadísticos de esta sección han sido tomado del BP, *BP Statistical Review of World Energy 2013*.



**Gráfico 3.1. Reservas probadas de gas natural en Sudamérica (10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>)**

BPC	Billones de pies cúbicos
BMC	Billones de metros cúbicos
MBTU	Millones de BTU (British Thermal Unit)
MMC	Millones de metros cúbicos
TMC	Trillones de metros cúbicos
TPC	Trillones de pies cúbicos

**Tabla 3.3.1. Unidades de medida**

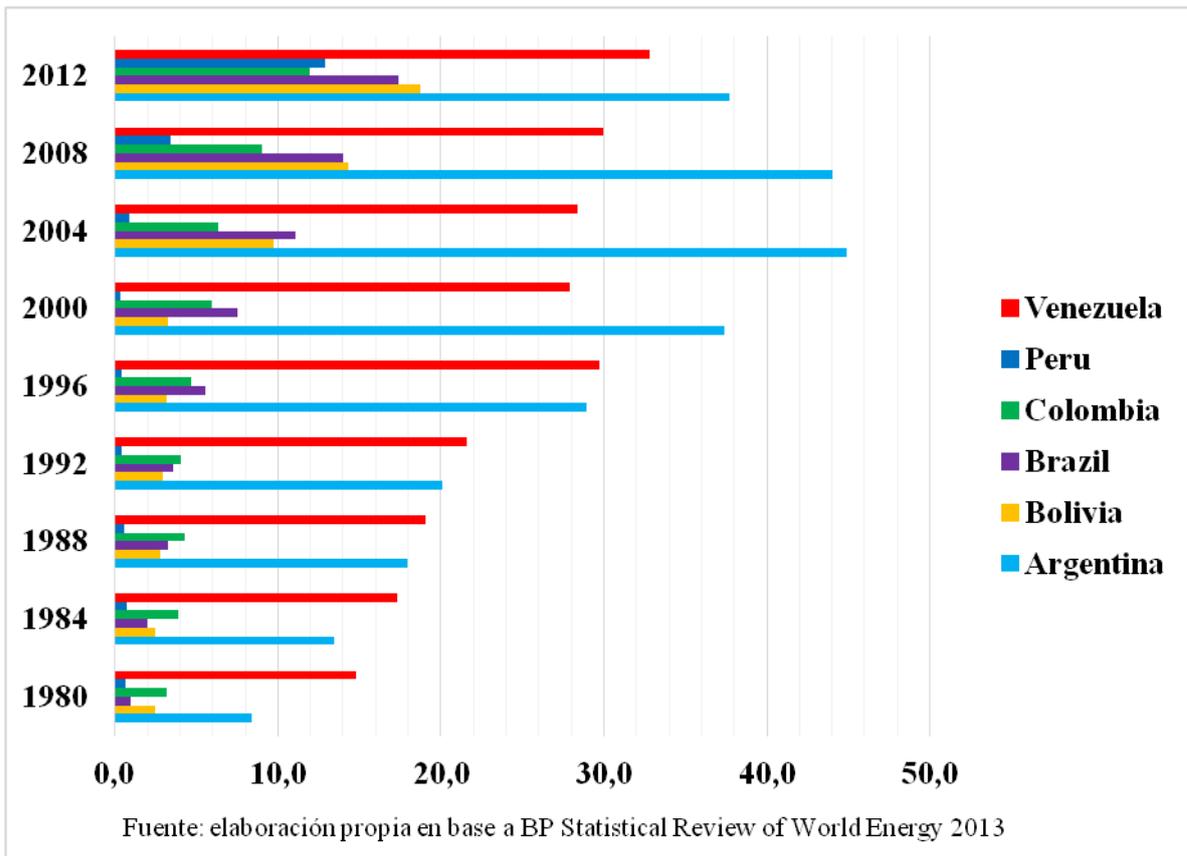
Tal como lo indica la Tabla 3.2, el cociente entre el nivel de reservas y la producción en 2012 muestra los años que esas reservas durarán si el país continúa con el ritmo de producción de ese año. Así, Venezuela es el país con el mayor cociente, y de continuar produciendo al ritmo que lo hizo en el año 2012 tendría reservas disponibles por más de

100 años. Le siguen Perú, con reservas disponibles por casi 28 años, Brasil, Bolivia, Colombia y por último Argentina, con ocho años y medio.

<b>País</b>	<b>Ratio R/P</b>
Venezuela	+ de 100 años
Perú	27,9
Brasil	26,0
Bolivia	17,0
Colombia	12,9
Trinidad & Tobago	8,9
Argentina	8,5
Fuente: elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy 2013	

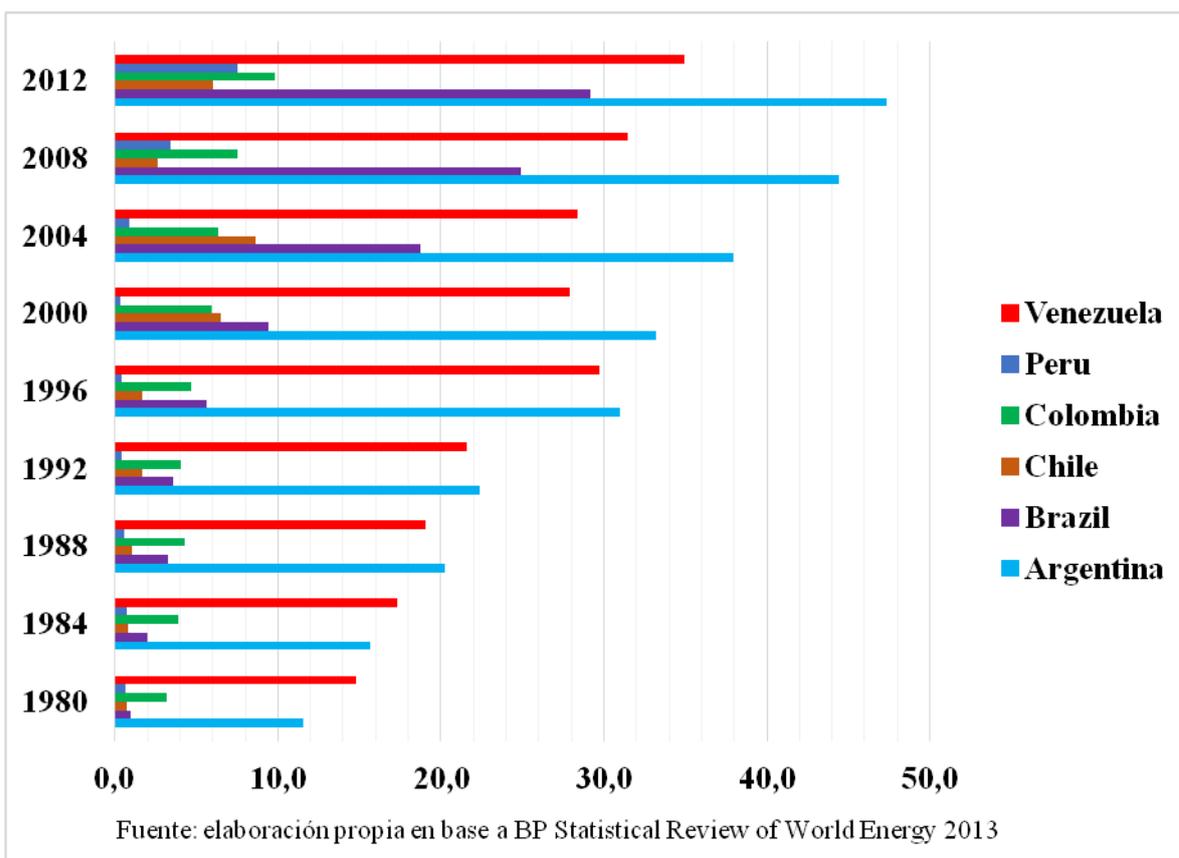
**Tabla 3.3.2. Ratio reservas/producción en Sudamérica**

Los datos agregados en la Tabla 3.2 dejan constancia de que, hacia 2012, Argentina es el mayor productor de gas de la región, secundada por Venezuela, Bolivia, Brasil, Perú y Colombia, en ese orden. Entre 1980 y 2000, la producción agregada de Argentina y Venezuela explica 80% o más del total de Sudamérica. Luego de 2000, esa participación comienza a decaer y el resto de los países productores de la región toman mayor protagonismo en los volúmenes producidos. Es curioso destacar que, aunque Venezuela produzca grandes cantidades de gas, y sobre todo en comparación con la mayoría de los países de Sudamérica, el país no exporta gas e incluso ha registrado grandes volúmenes de importación de su vecina Colombia.



**Gráfico 3.2. Producción de gas natural en Sudamérica ( $10^{12} \text{ m}^3$ )**

Se sigue del Gráfico 3.3 que, a nivel consumo, Argentina es con creces el mayor consumidor de la región: el 35% del gas consumido por Sudamérica en 2012 es explicado por Argentina, equivalente a 1,4% del total mundial. En ese mismo año, Venezuela es el segundo consumidor de gas de Latinoamérica (26%), seguido por Brasil (22%). Chile, Colombia, Ecuador y Perú explican apenas el 17% del consumo regional.



**Gráfico 3.3. Consumo de gas natural en Sudamérica ( $10^9 \text{ m}^3$ )**

¿Cuál es entonces la situación de los principales países de Sudamérica desde el punto de vista de la producción y consumo de gas natural? ¿Qué papel ocupa actualmente el gas en sus matrices energéticas, y cómo es de esperar que evolucione ese papel en el mediano plazo?

Argentina tiene una industria del gas madura, en la cual el hidrocarburo constituye una de sus principales fuentes de energía (ESMAP). La devaluación del peso en 2002 y la posterior crisis macroeconómica configuraron un patrón de precios que desalentó la producción e incentivó el consumo doméstico de gas. Luego de una década en la cual su nivel de producción excedió el consumo doméstico, a partir de 2008 Argentina dejó de exportar gas y se volvió una importadora neta. Tal como se verá más adelante en el apartado sobre gas de esquisto, Argentina tiene un gran potencial, pero los resultados sobre la balanza comercial del país sólo se verán en el largo plazo. Si bien Argentina ha

tenido la mayor producción de gas de la región en la última década, también es cierto que este volumen ha ido decreciendo al mismo tiempo que su consumo registra una tendencia creciente. Por consiguiente, Argentina depende hoy en día de las importaciones de gas de su vecina Bolivia y de crecientes volúmenes de gas natural licuado (GNL).

En lo que respecta a Bolivia, el gas natural explica el 34% de los ingresos del sector público, mientras que las exportaciones de gas natural representan casi el 50% de los ingresos provenientes de exportaciones en el año 2012. Si bien Bolivia es un proveedor clave de gas natural en la región, el aumento en la demanda doméstica por parte del sector industrial junto con un crecimiento insuficiente de la producción y una caída de las reservas probadas de gas natural han puesto al país en dificultad de cumplir con sus compromisos contractuales en el largo plazo. La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) está buscando nuevas asociaciones con empresas extranjeras así como nuevas áreas para exploración y producción, con el objeto de duplicar la producción hacia 2015 (Energy Information Administration).

En los años recientes, Brasil ha promovido una creciente participación del gas entre sus fuentes primarias para diversificar su capacidad de generación eléctrica y difundir su uso industrial (ESMAP 19). La mayor tasa de crecimiento de demanda de gas en el Cono Sur se concentra en Brasil, país que se espera triplique o cuadruple su demanda en los próximos diez años (ESMAP 40).

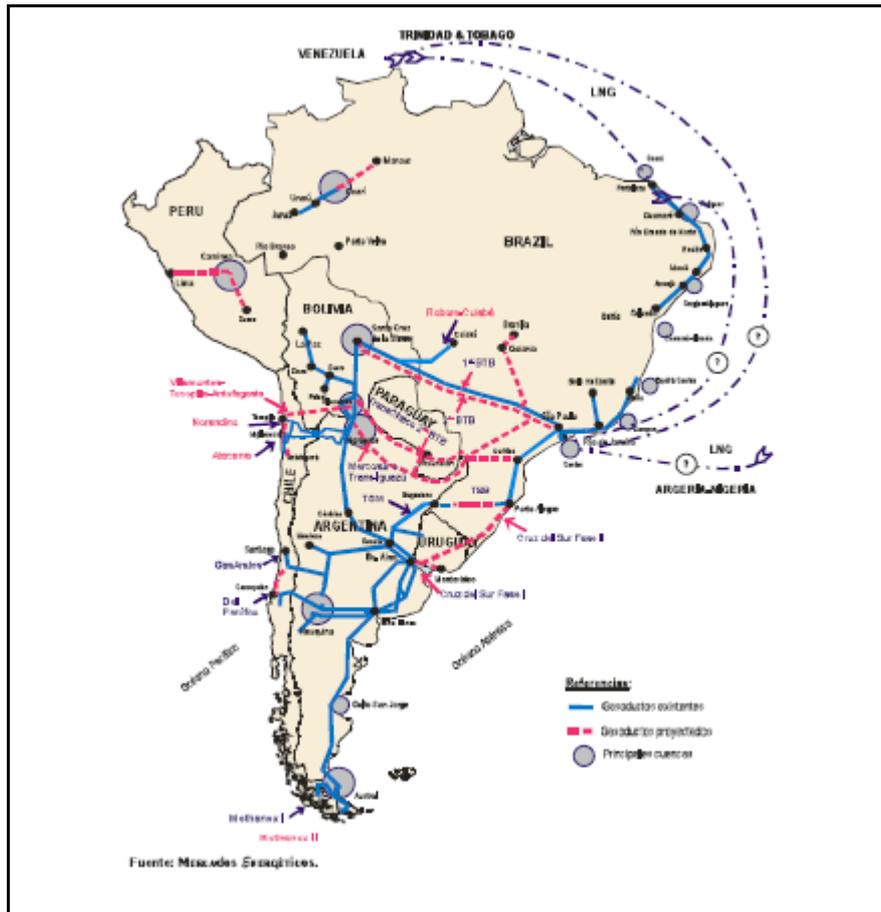
Chile es el país que tiene mayor dependencia de las importaciones de gas luego de una expansión del parque de generación termoeléctrico en base a ciclos combinados. Durante la década de los noventa, como Argentina tenía excedentes en reservas de gas, Chile expandió su parque de generación eléctrica en base a ciclos combinados. El gas pasó a ocupar un mayor lugar en la matriz energética, penetrando en el sector industrial, residencial, comercial y vehicular. Dos tercios de su consumo provienen de otros países, y ha tenido una gran dependencia del gas argentino. En 2003, Chile representaba el 91% de las exportaciones de gas natural de Argentina (Beato y Benavides 121).

Gracias a la entrada en actividad del yacimiento de Camisea, Perú ha pasado de producir 30 BPC de gas en 2004 a 418 BPC en 2012. El país se convirtió en un exportador de gas natural a través de su terminal de licuefacción de gas natural - Pampa Melchorita. Incentivos gubernamentales, junto con el impulso del crecimiento económico y un creciente número de centrales eléctricas a gas han contribuido a que el consumo interno de gas natural aumente considerablemente, pasando de 16 BPC en 2002 a 418 BPC en 2012 (Energy Information Administration).

Si bien Uruguay no es un fuerte demandante de gas natural, el país se ha embarcado en una política de diversificación de su matriz energética incorporando el gas natural. Se planea que el empleo de gas natural en energía eléctrica desplazará el uso de otros combustibles fósiles como el petróleo y el carbón. A partir de la entrada de gas natural se prevé un aumento significativo de su consumo por la instalación de nuevas industrias, la reconversión a gas natural de las existentes, y la extensión y multiplicación de las redes de gas de consumo doméstico (Gas Sayago).

En el caso de Venezuela, una parte considerable de su producción de gas natural es utilizada para impulsar la producción de sus pozos petroleros más maduros. Alrededor del 40% de la producción de gas venezolana ha sido destinada para la reinyección en los pozos petroleros desde el año 2003. Desde 2005, el uso de gas natural para la recuperación mejorada de petróleo ha aumentado al 42% debido al rendimiento decreciente de los pozos petroleros maduros. El país importa gas de Colombia y Estados Unidos para hacer frente a la creciente demanda industrial de gas natural. Por otro lado, el gobierno también está desarrollando la infraestructura gasífera necesaria en apoyo del avance de la producción de gas natural para usos industriales y para los mercados residencial y comercial (Energy Information Administration).

El uso masivo del gas en Sudamérica recién tuvo lugar en los años noventa; antes de eso, sólo Argentina tenía una matriz energética con gran participación del gas. La evolución de la industria gasífera puede entenderse observando el historial de construcción de gasoductos. La Figura 3.1 junto con la Tabla 3.3 permiten una mejor comprensión de este historial.



**Figura 3.1. Infraestructura de transporte de gas natural en América del Sur**

En 1972 se finalizó la construcción del gasoducto YABOG que une Bolivia con Argentina, demostrando la viabilidad de los gasoductos en la región. Cabe destacar que hasta 1980 los intercambios de gas entre Argentina y Bolivia tenían como principal propósito fortalecer acuerdos de carácter geopolítico entre los gobiernos militares de Argentina y Bolivia. Ello permitía a Bolivia una vía para explotar uno de sus recursos más abundantes, garantizando un cupo a sus exportaciones y de ese modo incentivar el desarrollo económico nacional. La importación de gas de Argentina no tuvo como principal directriz fortalecer el suministro interno. Muy pocos años después de la firma del contrato con Bolivia, la Argentina produjo los mayores descubrimientos y desarrollos en las cuencas Neuquina, Austral y del Noroeste, lo que en aquel contexto de demanda hacía innecesaria la importación. El precio pagado a Bolivia basado en una indexación al precio del petróleo en el mercado internacional excedió varias veces el

que percibía la empresa petrolera estatal argentina YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) por el suministro a Gas del Estado (Kozulj 9).

Entre 1996 y 2000 se construyeron siete gasoductos para llevar gas argentino a Chile; Argentina aparecía con reservas de gas excedentes y se autodefinía como país gasífero. (Kozulj 10). Siguiendo una lógica contraria a la del gasoducto YABOG, Argentina se convertía en exportadora de gas en 1997.

Durante los años ochenta, en un contexto de demanda a la baja de gas boliviano por parte de Argentina, el gobierno de La Paz comienza a buscar nuevos mercados para colocar su producción gasífera (Ruiz-Caro 42). Las reservas excedentes de Bolivia a un precio razonable constituían una oportunidad para que Brasil diversificase su oferta energética (Kozulj 10). Luego de años de negociaciones, Brasil se perfila como un cliente prometedor, y en marzo de 2000 se terminó de construir el ducto de 3.150 km entre Bolivia y Brasil, pasando a ser GASBOL el gasoducto más largo de Sudamérica.

Uruguay comenzó a importar gas de Argentina a través del gasoducto Colón-Paysandú construido en 1999, y luego también a través del gasoducto Santa Cruz, inaugurado en 2002, vinculando Punta Lara en Argentina con las ciudades de Colonia y Montevideo en Uruguay.

La exportación de gas de Argentina a Brasil se volvió viable en 2000, cuando la red TGN en el norte argentino fue extendida a la frontera con Brasil para proveer a una planta de generación de electricidad en la municipalidad de Uruguaiana en Rio Grande do Sul.

Países	Gasoducto	Entrada en funcionamiento	Capacidad (MMC / día)	Largo (km)
Bolivia - Argentina	YABOG	1972	6,5	440
Argentina - Chile	Gas Atacama	1999	8,5	941
Argentina - Chile	NorAndino	1999	7,1	1.180
Argentina - Chile	Gas Andes	1997	9,0	467
Argentina - Chile	Gas Pacífico	1999	9,7	638
Argentina - Chile	Condor - Posesión	1999	2,0	9
Argentina - Chile	Bandurria/Cullén	1996	2,0	83
Argentina - Chile	Magallanes - Posesión	1999	2,8	33
Bolivia - Brasil	GASBOL	2000	30,0	3.150
Argentina - Uruguay	Cruz del Sur	2002	2,4	65
Argentina - Uruguay	Colón - Paysandú	1999	0,7	15
Argentina - Brasil	Aldea Brasileira - Uruguiana	2000	2,8	450

Fuente: ESMAP

**Tabla 3.3.3. Principales gasoductos de Sudamérica**

Con un volumen de 5,84 MMC, Argentina era en 2002 el mayor exportador de gas de América Latina y el Caribe, mientras que Bolivia la secundaba con un volumen de 3,95 MMC. En aquel entonces, Chile constituía el mayor mercado para el gas argentino, puesto que recibía 5,34 MMC de la producción exportable, mientras que Brasil y Uruguay recibían el resto (Beato y Benavides 128).

Hacia 2004, los importadores netos de la región eran Brasil y Chile, siendo Argentina y Bolivia los exportadores netos. Otros países como Paraguay y Uruguay no tenían exportaciones relevantes de gas (Beato y Benavides 230). Luego de la devaluación de Argentina en 2001 y la consiguiente reconfiguración del patrón de precios del mercado de gas doméstico, Bolivia se consolida como el mayor exportador de gas de la región, destinando sus exportaciones a Argentina y Brasil.

Actualmente, si bien Venezuela, Argentina y Brasil se encuentran entre los mayores productores de gas de la región, los volúmenes producidos son destinados fundamentalmente al abastecimiento de la demanda interna. En 2012, los tres países son importadores netos de gas, aun cuando explican el 67% de la producción sudamericana.

En ese mismo año, Colombia y Perú explican apenas el 19% de la producción de la región pero son exportadores netos de gas.

La región registrará una creciente demanda de energía, debido al mayor dinamismo de sus economías, el cual se verá impulsado por la dinámica del mercado mundial así como por la inclusión social, la industrialización y el surgimiento de mayores centros urbanos. Un mayor suministro de energía, principalmente de electricidad, gas natural y producción de hidrocarburos es entonces necesario para contribuir a la mayor demanda de suministro energético que se espera. (CAF 29)

Si bien la región tiene un gran potencial de producción gas natural, la región no es autosuficiente y se ha tornado en importadora de GNL (OLADE 87).

Las estadísticas presentadas, resumidas en la Tabla 3.4, permiten constatar que existe una asimetría en la dotación/producción de gas natural y el consumo que los países de Sudamérica hacen del mismo, la cual deja entrever fuertes complementariedades energéticas. A la luz de estas divergencias, los intercambios energéticos se presentan factibles. La complementariedad entre países vecinos deja un espacio para que estos se beneficien de la integración energética, puesto que los países pueden colaborar para apoyarse en el intercambio gasífero intrarregional, así como también con el resto del mundo.

País	Reservas Probadas	Producción	Consumo	Reservas/Producción
Argentina	320,00	37,73	47,3	8,48
Bolivia	317,15	18,71	n/d	16,95
Brazil	452,30	17,40	29,2	25,99
Chile	0	0	6	N/A
Colombia	154,69	11,98	9,8	12,92
Ecuador	0	0	0,7	N/A
Peru	359,62	12,88	7,5	27,93
Venezuela	5.560,00	32,80	34,9	169,51
<b>Total</b>	<b>7.163,77</b>	<b>131,49</b>	<b>135,40</b>	<b>54,48</b>
Fuente: elaboración propia en base a BP Statistical Review 2013				

**Tabla 3.3.4. Principales estadísticas del gas natural en Sudamérica, 2012 (10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>)**

### 3.2 Antecedentes institucionales

La idea de una integración energética que incluya a los países de Sudamérica no es reciente, y se encuentra evidencia de esta voluntad en reuniones que han tenido lugar comenzando los años noventa. En este apartado serán presentadas algunos de los organismos regionales así como también iniciativas que buscan dar un marco a la propuesta de integración energética. Si bien la presentación no es exhaustiva, es suficiente para ilustrar el contexto en que ha tenido lugar el debate asociado a las propuestas del Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur.

La Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) es el mayor grupo latinoamericano de integración. Sus trece países miembros comprenden a Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, Ecuador, México, Panamá, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela (ALADI). Una gama de acuerdos en torno a la integración energética, la regulación de la interconexión y el suministro de electricidad, la interconexión gasífera y la comercialización, explotación y transporte de hidrocarburos tienen como marco el Tratado de Montevideo suscrito en 1980, marco jurídico global

constitutivo y regulador de la ALADI. Los orígenes de la integración energética en Sudamérica han sido sellados por estos acuerdos (CAF 77).

La integración energética regional también se encuentra en la agenda de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE). La búsqueda de una relación económica más equitativa entre países desarrollados y en vías de desarrollo es el marco en el que surge la OLADE, a comienzos de la década del setenta. Las autoridades del sector energético de los 27 países de América Latina y el Caribe iniciaron un proceso político que tuvo como resultado la suscripción del Convenio de Lima en 1973, instrumento constitutivo de la organización. La misión de la OLADE es fomentar la integración, el desarrollo sustentable y la seguridad energética de América Latina y el Caribe, mediante el asesoramiento y el impulso de la cooperación y la coordinación entre sus países miembros (OLADE).

Inicialmente integrado por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, el MERCOSUR es un bloque de países que se constituyó como tal en 1991 con la firma del Tratado de Asunción. En 2006, Venezuela se unió al bloque, y Bolivia se encuentra en proceso de adhesión. El MERCOSUR tiene como objetivos la libre circulación de bienes y servicios y factores productivos entre los países, el establecimiento de un arancel externo común, la coordinación de políticas macroeconómicas y la armonización de las legislaciones en las áreas pertinentes (MERCOSUR).

El Memorándum 10/99, suscrito en 1999 en la ciudad uruguaya de Montevideo, deja constancia de los lineamientos acordados entre los Estados Partes del MERCOSUR en lo que a integración gasífera respecta. Entre los principales lineamientos, se destacan:

- Fomento de la competitividad del mercado de producción de gas natural, evitando cualquier política que pueda alejar al mercado de las condiciones de competencia normales;
- Precios y tarifas de transporte, distribución y almacenaje tienen que reflejar costos económicos. Deben evitarse la discriminación entre usuarios de

similares características y los subsidios que pudiesen afectar la competitividad y el libre comercio de los Estados Partes;

- Libertad de suministro para los distribuidores, comercializadores y grandes demandantes, de modo que puedan elegir abastecerse tanto de proveedores internos como externos;
- El cumplimiento físico de los contratos de compra y venta debe estar sujeto a las mismas condiciones que contratos internos similares;
- Garantía, mediante las autorizaciones y licencias necesarias, para la construcción y operación de gasoductos;
- Acceso a la capacidad remanente de transporte y distribución, tanto nacional como internacional, sin discriminar bajo criterios de nacionalidad ni destino;
- Impulso de la integración gasífera mediante la elaboración de estudios que promuevan la operación conjunta de los sistemas de transporte de gas natural, así como también mediante el desarrollo de la infraestructura de comunicación que facilite la coordinación física de los gasoductos;
- Protección del derecho de los usuarios de gas natural contra prácticas mono y oligopólicas, contra el abuso de posición dominante y contra la baja calidad del servicio.

Otro antecedente en materia de acuerdos de integración energética del MERCOSUR lo constituye la Declaración Conjunta de los Ministros y Secretarios de Energía del MERCOSUR y Chile, firmada en Buenos Aires en junio de 2000 donde se acordaron entre otras cosas:

- Manifestar el consenso con relación a los objetivos de complementación de los recursos energéticos en la región, optimización de la seguridad de abastecimiento a los usuarios, y desarrollo de mercados competitivos en condiciones de tratamiento no discriminatorio y con prácticas compatibles con los principios de desarrollo sostenible;
- Priorizar la armonización de los reglamentos técnicos en materia de transporte de energéticos e interconexiones (BID).

Según esta declaración, para evolucionar de los intercambios a la integración regional y capturar la máxima eficiencia así como fortalecer los mercados nacionales es necesario establecer una organización regional. Los acuerdos bilaterales de convergencia restringen el alcance de las transacciones y por lo tanto conllevan una pérdida de eficiencia que sería posible alcanzar con una organización regional (BID).

En el ámbito de Sudamérica, el primer esfuerzo en pos de la integración energética fue constituido por la Reunión de Presidentes de América del Sur que tuvo lugar en Brasilia en el año 2000. La reunión puede considerarse la piedra angular en pos del pensamiento de una nueva visión de integración de la región, basada en el fomento de un espacio común sudamericano con foco en el efecto que tienen el rol impulsor de la energía, el transporte y las comunicaciones sobre la integración (OLADE y UNASUR 7). En este encuentro, los gobiernos asistentes<sup>8</sup> acordaron la conformación de la Iniciativa para la Infraestructura Sudamericana (IIRSA). En la iniciativa participan los sectores de transporte, energía y telecomunicaciones, y abarca aspectos económicos, jurídicos, políticos, sociales, culturales y ambientales. Con el objetivo de generar el entorno para un desarrollo estable, eficiente y equitativo en la región, que al mismo tiempo procure la integración física en el ámbito continental, la iniciativa fomenta el desarrollo de la infraestructura regional en un contexto de competitividad y sostenibilidad crecientes. Las actividades de IIRSA se encuadran en el Plan de Acción formulado en la reunión de ministros de Transporte, Energía y Telecomunicaciones de América del Sur que tuvo lugar en Montevideo en 2000. Ya hacia 2002, ministros y presidentes reunidos en la ciudad de Guayaquil dieron un amplio apoyo técnico y político a la iniciativa, validando de este modo sus objetivos, alcances y mecanismos. IIRSA tiene como objetivo fomentar el desarrollo económico con equidad social, para lo cual apunta a acordar una visión estratégica entre los países con el fin de establecer las necesidades físicas, normativas e institucionales para la implementación de la infraestructura básica de la región. Su campo de acción versa sobre la coordinación de planes e inversiones, la compatibilidad y armonización de los aspectos regulatorios e institucionales, y la

---

<sup>8</sup> Asistieron los Jefes de Estado de Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Venezuela y Uruguay (IIRSA).

generación de mecanismos de financiamiento público y privado (Solís de Ovando y Larraín 13-14). En lo que a energía refiere, IIRSA busca la promoción de acciones destinadas a crear el escenario propicio para el desarrollo de eficientes interconexiones energéticas regionales, bajo un marco regulatorio que fomente la competencia y el libre comercio (Honty17).

En la misma línea de iniciativas tendientes a la integración en esta materia, cabe destacarse la suscripción en agosto de 2005 de un Acta Constitutiva de un ente coordinador de organismos regionales de integración energética de América Latina, la cual fue firmada por ALADI, OLADE, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)<sup>9</sup>, la Comisión de Integración Energética Regional (CIER)<sup>10</sup> y la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL)<sup>11</sup>. El objetivo de la misma es aunar esfuerzos en pos del fortalecimiento de actividades cooperativas esenciales para impulsar una integración energética sustentable en la región, mediante el fomento de procesos formales de institucionalización y de armonización de marcos regulatorios (ALADI, Acta de la 917ª Sesión Extraordinaria del Comité de Representantes).

En abril de 2007 se celebró en Isla Margarita, Venezuela, la Primera Cumbre Energética Sudamericana. Participaron en ella los Jefes de Estado de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Surinam y Venezuela, quienes se reunieron por primera vez para acordar las bases de una estrategia energética regional. La cumbre tenía entre sus objetivos la discusión de una nueva matriz energética para la región,

---

<sup>9</sup> La CEPAL es una de las cinco comisiones regionales de las Naciones Unidas. Surge en 1948 con el objeto de favorecer el desarrollo económico de América Latina y robustecer las relaciones económicas entre los países de la región y con el resto del mundo. Su tarea se extendió con el tiempo a los países del Caribe, incorporando además entre sus propósitos la promoción del desarrollo social. (CEPAL)

<sup>10</sup> CIER es una organización no gubernamental que comprende las empresas eléctricas y organismos sin fines de lucro, junto con los sectores eléctricos nacionales de los diez países de Iberoamérica, que son los países miembros. Comenzó a funcionar en 1965 con el objetivo de promover y alentar la integración de los sectores eléctricos regionales. (CIER)

<sup>11</sup> ARPEL es una asociación sin fines de lucro que agrupa a empresas e instituciones de Latinoamérica y el Caribe con actividades vinculadas a los hidrocarburos. Fundada en 1965, su principal misión es la promoción de la integración y el crecimiento de la industria, maximizando al mismo tiempo su aporte al desarrollo energético sostenible de la región. (ARPEL)

considerando en esta redefinición la rica dotación de hidrocarburos en territorio venezolano, así como las reservas de gas bolivianas. La Cumbre tenía un trasfondo político importante, enmarcado en la cada vez más abierta disputa por el liderazgo regional entre los presidentes Luiz Inácio Lula da Silva, de Brasil, y Hugo Chávez de Venezuela (Malamud).

La Declaración final de Margarita aborda 17 puntos, entre los cuales se incluye:

- Fortalecimiento de las relaciones entre los países de la UNASUR, garantizando el uso sostenible de sus recursos energéticos y aprovechando las complementariedades económicas, con el objetivo de disminuir las asimetrías existentes en la región y avanzar hacia la unidad sudamericana;
- La convergencia entre los intereses nacionales, las necesidades de los pueblos y la eficiencia de la industria exigen reconocer el rol que ocupan los actores principales en el proceso de integración: Estado, sociedad y empresas de la industria;
- La sostenibilidad de la integración sudamericana exige el impulso del desarrollo de la infraestructura energética regional;
- Estudio de los mecanismos que permitan el avance de la armonización de reglamentos, normas y especificaciones técnicas que viabilicen la concreción de las interconexiones y el consecuente intercambio energético entre países.

Producto de la reunión resultó la creación de un “Consejo Energético de Sudamérica”, integrado por los ministros del ramo, con el propósito de elaborar propuestas de lineamientos para una Estrategia Energética Sudamericana, un Plan de Acción y un Tratado de Seguridad Energético para la región.

Además, la creación de la UNASUR en reemplazo de la Comunidad Sudamericana de Naciones fue uno de los resultados más destacables de la cumbre. Creada como un espacio de diálogo político de alto nivel que involucra a los gobiernos de los doce países de América del Sur, la UNASUR contempla entre sus bases fundacionales la

constatación del rol estratégico de la energía en el desarrollo social y económico de las naciones. Consciente de la necesidad de corregir las asimetrías existentes, busca promover el desarrollo armónico a partir de la coordinación y articulación de políticas y estrategias conjuntas, fomentando una integración basada entre otros en el derecho de las naciones al uso y administración de sus recursos naturales (OLADE y UNASUR).

En el marco de la Cumbre de América Latina y el Caribe sobre Integración y Desarrollo que tuvo lugar en Caracas en 2011, se reunieron las autoridades nacionales responsables de los asuntos energéticos de los países asistentes. Siguiendo los temas tratados en la Declaración de las Autoridades Nacionales en Materia Energética en el marco de la cumbre, se reconoce la importancia estratégica de la energía para el desarrollo social y económico de los pueblos de región. También se destaca que es necesario minimizar las asimetrías presentes entre la región y el mundo, sin descuidar el uso sostenible de los recursos energéticos.

Los principales puntos acordados en la Declaración son los siguientes:

- Reafirmar que la integración energética tiene vital importancia para el desarrollo social y económico de los pueblos;
- Reconocer el progreso logrado por la UNASUR, cuyo Consejo Energético ha desarrollado la Estructura del Tratado Energético Sudamericano;
- Reconocer a la OLADE su papel en el fomento de la integración energética regional;
- Ratificar la necesidad de fortalecimiento de la infraestructura regional a través de la exploración, construcción, ampliación, adecuación y modernización del sector de infraestructura, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas de la región;
- Reconocer que un suministro regular y eficiente de energía es requisito para la seguridad energética, esto en condiciones de libre acceso a la energía, sin barreras discriminatorias y con un justo retorno para los países productores, con el fin último de asegurar el desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe;

- Reconocer que el gas natural es el combustible fósil más económico y limpio, así como también el hecho de que el desarrollo gasífero regional requiere del fomento del comercio transfronterizo del gas en condiciones de seguridad de abastecimiento, y la infraestructura de transporte que conecte los centros de producción con los de consumo.

Más recientemente, el Consejo Energético de Sudamérica tuvo su tercer encuentro en mayo de 2012 en Caracas, Venezuela, con el objeto de culminar la redacción del Tratado Energético de UNASUR. La Declaración resultante del encuentro subraya la responsabilidad de continuar dando impulso a la integración regional mediante la cooperación energética basada en la solidaridad, la complementariedad, de modo de garantizar la seguridad energética en el corto, mediano y largo plazo, al mismo tiempo que se asegura la movilidad de la energía en sus distintas formas a lo largo del territorio de la UNASUR. Se reconoce también que existe en la región un gran número de personas que no tienen acceso a la energía, lo cual constituye un obstáculo para el desarrollo económico y social de las naciones, y esto no obstante la rica base de recursos naturales energéticos de la región. De aquí se deduce que es necesario avanzar en la dirección de la integración energética regional de modo de garantizar la seguridad energética y el acceso a la energía para el total de la población. Entre las resoluciones a las que llegó el Consejo, en la Declaración se destaca la constitución de un grupo de trabajo para generar propuestas en materia de integración energética, con el propósito de dar contenido normativo concreto a la estructura del Tratado Energético Sudamericano así como para acelerar los trabajos para el cumplimiento del primer lineamiento “Diagnóstico y Balance Energético de Largo Plazo”.

Una vez que haya sido aprobado el Tratado Energético Sudamericano, los países de la región resultarán favorecidos por un cuadro jurídico dentro del cual tendrá lugar una coordinación, fomento y profundización de los procesos de cooperación e integración energética, el impulso de actividades de exploración y la búsqueda de fuentes alternativas, así como también el desarrollo de mecanismos para la asistencias de los países en emergencia energética. De igual modo, se espera que se establezcan marcos legales y técnicos en el cual se encuadren los intercambios de energía regionales y se

promuevan las inversiones públicas y privadas, incluyendo mecanismos de solución de controversias (OLADE y UNASUR 11).

Los lineamientos de la estrategia energética sudamericana de la UNASUR se sustentan, entre otros, en los siguientes principios:

- Promoción de la seguridad de abastecimiento y del intercambio energético regional;
- Fortalecimiento de la infraestructura energética regional;
- Promoción de la armonización de los aspectos regulatorios y comerciales asociados a la integración energética;
- Incorporación en las planificaciones energéticas nacionales del elemento de la integración regional;
- Avance en propuestas de convergencia de las políticas energéticas nacionales considerando el marco legal en vigor en cada país. (OLADE y UNASUR 17)

Se aprecia que desde finales de la década del '90 ha habido en la región un reconocimiento por parte de las autoridades responsables de la cartera energética de la importancia que releva el trabajo conjunto en materia de coordinación de política energética. Los sucesivos gobiernos de la región han manifestado en diversas ocasiones su voluntad de trabajar en pos de la seguridad energética de la región. A pesar de esto, no se ha avanzado en los proyectos de gasoductos. El análisis planteado a lo largo de este trabajo permitirá comprender de qué modo entiende y aborda cada país de Sudamérica su dilema de seguridad energética, de modo de sistematizar los motivos por los cuales no se registra avance en los mencionados proyectos.

### **3.3 Beneficios de una interconexión**

Luego de haber hecho una reseña de los principales manifiestos y organismos de la región en lo que responde a la voluntad de trabajo conjunto de los países de Sudamérica,

se presentarán los beneficios asociados a una interconexión de los países mediante gasoductos que vinculen centros de producción con centros de consumo. Existe entre los organismos internacionales regionales la visión de que el desarrollo conjunto de la energía pueda generar un impulso a la superación de barreras geográficas, el acercamiento de mercados y la promoción de nuevas oportunidades económicas.

Ruiz-Caro indica que, teniendo en cuenta que la provisión estable y segura de energía es fundamental para fomentar la competitividad y el crecimiento sostenible de la región, el diseño de mecanismos de complementariedad y cooperación es esencial para lograr la integración energética de la región. Se entiende a la integración como un proceso de interconexión estratégico de las redes de energía a través de las fronteras nacionales, permitiendo una circulación ágil y eficiente, todo bajo un marco regulatorio común.

Las interconexiones gasíferas entre mercados diversos conllevan una mayor eficiencia económica y seguridad de abastecimiento. Es importante destacar que antes del desarrollo del mercado del gas natural licuado, al cual se hará referencia más adelante, los gasoductos eran la única alternativa para permitir el intercambio de excedentes gasíferos. La complementariedad entre la disponibilidad de gas en algunos países y de excedentes hidroeléctricos en otros, en conjunto con un abanico de características estructurales, resulta en un beneficio social positivo (BID).

Beato y Benavides destacan que son importantes los beneficios asociados con mercados gasíferos integrados y competitivos. Los consumidores son favorecidos por un suministro más estable y seguro gracias a redes interconectadas con acceso a varios actores del mercado. Además, la mayor competencia resulta en un beneficio para los consumidores en términos de menores precios y rentas monopolísticas. Por otro lado, los productores se benefician dado que pueden vender a un más amplio espectro de clientes y diversificar el riesgo entre países. Los clientes e inversores potenciales pueden analizar las oportunidades de negocio con mayor facilidad, puesto que un mercado integrado y competitivo mejora la transparencia de precios, resultando finalmente en nuevas inversiones. En definitiva, la integración gasífera se traduciría en un aumento de competitividad de las economías de la región.

ESMAP plantea que la integración de las redes gasíferas tiene un impacto positivo en el suministro de gas natural, un combustible limpio y abundante en la región. Siguiendo el mismo documento de trabajo, se destacan los siguientes beneficios de las interconexiones gasíferas:

- Aumento de la confiabilidad en el sistema integrado, mejorando la confiabilidad de suministro del grupo de países;
- Promoción de la seguridad institucional, con el consecuente impacto positivo sobre el fortalecimiento de las reglas de juego para los países de la región;
- Aumento de la utilización de recursos energéticos comunes, facilitando la integración gas/electricidad;
- Aumento de la escala de los mercados energéticos, volviéndolos más atractivos para los inversores;
- Fortalecimiento de la integración económica y comercial entre los países de la región.

---

## 4 Propuestas de gasoductos

---

### 4.1 Anillo Energético Sudamericano

Con el objetivo de asegurar el suministro de gas natural para Argentina, Chile, Brasil, Perú y Uruguay, y pensando en incorporar más tarde a Bolivia y Paraguay, los gobiernos del Cono Sur de América Latina propusieron la creación del Anillo Energético Sudamericano.

Con una inversión asociada de entre 2.500 y 3.000 millones de dólares, el gasoducto tendría una extensión de 1.200 km para abastecer la demanda de Chile, Argentina, Brasil y Uruguay con gas natural del reservorio de Camisea en Perú. La primera parte del proyecto prevé la construcción de un gasoducto desde Pisco (norte de Perú) hasta Tocopilla (norte de Chile), desde donde se conectaría con los gasoductos de exportación argentinos Gas Atacama y Norandino. El gas se transportaría a los principales núcleos urbanos del centro y este de Argentina, y luego a Uruguay y Brasil a través de los gasoductos Petrouuguay y Uruguaiana. Se considera incluso que parte del gas destinado a Brasil podría ser llevado desde el gasoducto Norandino hacia Bolivia, desde donde se transportaría a Brasil.

El diseño de un marco legal para el Anillo Energético Sudamericano estuvo entre las iniciativas acordadas por los ministros de energía del MERCOSUR más Chile en su reunión en Montevideo en agosto de 2005, cuando acordaron además establecer las bases para un Acuerdo de Complementación Energética Regional que incluyera todo tipo de energía. Merece la pena destacarse que el concepto del Anillo Energético Sudamericano está inspirado en otros megaproyectos en marcha bajo la propuesta IIRSA (Solís de Ovando y Larraín 11).

Vale la pena mencionar que fue Chile quien más interés tuvo en que el Anillo Energético Sudamericano viese la luz, puesto que hacia 2004 su matriz energética tenía una componente muy importante en el gas y el suministro del hidrocarburo se había visto amenazado por interrupciones por parte de Argentina, tal como se señalará más adelante. Debido a que el volumen de gas por parte de Chile no justificaba la

construcción de un gasoducto, Chile decide extender su impulso incorporando al resto de los países del Cono Sur y de este modo llegar a una demanda de gas que garantice la inversión (Solís de Ovando y Larraín 11).

## **4.2 Gasoducto del Sur**

En abril de 2006, los entonces presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela, reunidos en São Paulo, acordaron apoyar la propuesta de Venezuela de llevar gas a sus países vecinos. La idea era incluir a otros países, principalmente Bolivia, por tener las segundas mayores reservas de gas de la región. En aquel entonces, hubo mucha cobertura a nivel prensa de lo que sería uno de los más ambiciosos proyectos de integración de la región (El Universo).

El Gasoducto del Sur surge como una propuesta del entonces presidente de Venezuela, Hugo Chávez, quien veía en el gas de su país una muy buena vía para fomentar la integración regional. Si bien la primera etapa contemplaba la incorporación de Venezuela, Brasil, Uruguay, Paraguay y Argentina, subyacía la idea de incorporar la producción gasífera de Bolivia y Perú para luego invitar a Chile, Ecuador y Colombia a formar parte de un gran Cono Energético Sudamericano. De este modo, el gasoducto cumpliría con el objetivo de robustecer el sistema de integración y la seguridad de abastecimiento regional (Kozulj 31).

El trazado del Gasoducto del Sur cruzaría Sudamérica de punta a punta, partiendo desde los yacimientos gasíferos venezolanos de Mariscal Sucre hasta conectar con la red argentina existente y llegar finalmente a Buenos Aires. En el camino, atravesaría los estados brasileños de Pará, Tocantins, Goiás, Minas Gerais y São Paulo, siguiendo hacia Uruguay, Paraguay y Argentina. Con una línea troncal de unos 6.600 km, la extensión final llegaría a los 9.300 km si se consideran las incontables ramificaciones hacia los centros de consumidores y a los gasoductos del Nordeste y Brasil-Bolivia en Brasil. El suministro proyectado sería de 150 MMC diarios (en un horizonte de 20 años, se

consumiría cerca del 20% de las reservas del país), de los cuales 100 millones serían para Brasil (Costa y Padula 4).

Pero el trazado no ha pasado de ser un proyecto sin mayores precisiones, puesto que hay voces que estimaban un recorrido de 8.000 km e incluso algunas versiones hablaban de un gasoducto de 12.500 km. Hay que tener en cuenta que el gasoducto más extenso del mundo, que atraviesa China de oeste a este, se extiende a lo largo de 8.640 km transportando gas del centro del país a Shanghai en el este y a Guangzhou y Hong Kong en el sur, cruzando 15 regiones provinciales (Penn Energy). La incertidumbre no versa sólo sobre un trazado que atravesaría varios países y la correspondiente coordinación requerida. Con una inversión cercana a los 20.000 millones de dólares, la inversión sería casi cinco veces el costo promedio de los gasoductos entre Argentina y Chile.

---

## **5 Desafíos para el desarrollo de los gasoductos**

---

Habiendo introducido los beneficios derivados de los gasoductos para la integración gasífera sudamericana, y luego de una presentación de las dos propuestas de gasoductos más relevantes, el siguiente apartado se propone analizar las dimensiones que han dificultado la concreción de ambas propuestas. Además, se incorpora información que da cuenta de cuál ha sido la estrategia de los países de la región frente a su dilema de seguridad energética, estrategia que conlleva alejarse en cierta medida de una integración gasífera como la presentada anteriormente.

Estas dimensiones se pueden agrupar en tres ejes: el regulatorio, asociado a las características que precisa un mercado para la integración gasífera, las cuestiones técnicas y vinculadas al nivel de reservas, y por último el aspecto asociado al bagaje histórico de cada país, el cual tiene un peso no desdeñable en sus decisiones de política exterior, así como cuestiones más puntuales que han formado parte del abanico de posibilidades que los países consideran al planear su estrategia energética. Se ha agregado un cuarto apartado presentando los gasoductos en construcción porque, si bien no constituye un eje que permita encontrar una explicación al por qué de la parálisis de estos dos proyectos de integración gasífera, deja constancia de que los países continúan trabajando en paralelo en la búsqueda de soluciones a su oferta y demanda de gas.

### **5.1 Aspectos regulatorios**

Para poder beneficiarse de la integración energética, los países tienen a cambio que cumplir con ciertos objetivos de tipo regulatorio que viabilicen esta integración. Estos objetivos están asociados a un marco que incentive a los inversores a desarrollar su negocio, al mismo tiempo que se garantice que se abastecerán las necesidades de consumo de los usuarios. En este sentido, son los gobiernos los responsables de trabajar en pos de reglas de juego que clarifiquen el alcance y la trayectoria de la integración energética. La voluntad política es un requisito necesario para la concreción de un marco regulatorio propicio a las inversiones asociadas a grandes obras de infraestructura tales como los gasoductos.

Si bien en el agregado de países las ventajas de una interconexión gasífera parecen ser notorias, a nivel sectorial puede haber ganadores y perdedores. Es este análisis a nivel desagregado el que eventualmente se plantea cada país, lo que conduce a una toma de decisiones que puede ir en detrimento de la integración.

El enorme costo de construcción de gasoductos exige un horizonte de planeamiento de largo plazo, en un contexto económico y político predecible para que los inversores estén dispuestos a arriesgar su capital.

Se ha señalado ya que los países de América del Sur han tenido múltiples encuentros para trabajar en la integración de sus sectores gasíferos. A pesar de los pasos que ya se han dado, el camino por recorrer es largo, y requiere de la liberalización del comercio del gas así como también la armonización de los marcos regulatorios asociados al comercio del mismo y una base de políticas energéticas conjuntas. Para promover la competencia que exige la integración, la convergencia regulatoria es importante. A pesar de los esfuerzos realizados por los gobiernos de la región, esta convergencia aún no ha sido alcanzada.

Es importante señalar aquí las características que diferencian al gas de otros bienes comercializables, puesto que es la estructura de la industria gasífera en sí lo que hace de la integración en América del Sur un gran desafío. Por naturaleza, los gasoductos son económicos para el comercio en distancias relativamente cortas y por consiguiente los mercados construidos a través de ductos son esencialmente regionales. Interconexiones más densas y gasoductos más largos expandieron el rango de los mercados regionales, pero el surgimiento de un verdadero mercado global del gas sólo está teniendo lugar con el desarrollo de económicas tecnologías de transporte oceánico (GNL) que promueven el comercio del gas de un modo económico en largas distancias y un modelo de negocio flexible que promueve el arbitraje entre estas densas regiones con gasoductos (Victor, Jaffe y Hayes 10).

Si bien el gran desarrollo que ha experimentado el GNL en las últimas décadas ha derivado en una baja de los precios de oferta, el gas aún no tiene transabilidad absoluta

a escala mundial. El hecho de que no haya un precio de referencia único del gas en América del Sur hace que las partes interesadas tengan que hacer una negociación extra para llegar a un precio que satisfaga a todos los actores.

Evolucionar hacia un mercado de gas integrado desde la situación actual de intercambios gasíferos bilaterales exige que el mercado sea transparente y competitivo. Son necesarios mecanismos que den seguridad y confianza a los países, tales como intercambios transparentes de información, seguimiento conjunto y evaluación de riesgos que afecten el desarrollo de los proyectos (riesgos financieros, contractuales), así como planes de contingencia coordinados (CAF 77).

Es necesario que los países en la región del Cono Sur garanticen la competencia entre los productores de gas natural estableciendo regulaciones claras en lo que respecta el acceso abierto a las redes. Además, debería evitarse la concentración en toda la cadena de producción para impedir la discriminación en lo que respecta a la información comercial y el tratamiento no preferencial. También son fundamentales reglas que aseguren la transparencia de la operación de los gasoductos internacionales, distinguiendo entre consumo doméstico y exportaciones. En línea con este último punto, el marco regulatorio debería propiciar el cumplimiento de los compromisos de suministro de un país para con otro, fomentando reglas de juego que alineen los intereses domésticos con los intereses energéticos de la región. La idea subyacente es evitar cortes unilaterales de suministro, que no sólo tienen consecuencias económicas sino que además minan la confianza en el sistema integrado. Este tipo de situaciones ponen en evidencia la necesidad de incorporar dispositivos para la solución de controversias así como para normar situaciones de crisis (Beato y Benavides 185-227).

Beato y Benavides recomiendan:

- Separar la producción y ventas de gas del transporte;
  - Eliminar las distinciones entre consumo doméstico y exportaciones.
- Mientras que una integración exitosa no exige un mercado perfecto con un precio de mercado constante a través de los países, debería conducir a

precios de mercado entre los países que sólo difieran por el monto de costo de transporte de los ductos de interconexión;

- Implementar compromisos de ofrecimiento de capacidad en desuso a terceros. Solís de Ovando y Larraín proponen mejorar los mecanismos comerciales para que los consumidores puedan comprar gas en cualquier punto de la red de transporte de manera eficiente y con costos económicos;
- Simplificar del establecimiento de tarifas de transporte;
- Confiar principalmente en las fuerzas de mercado para abordar preocupaciones relativas a la seguridad de suministro.

Como referencia, la Unión Europea tiene una autoridad central legal que regula los oleoductos interestatales. La experiencia europea ha mostrado la importancia del diálogo continuo entre reguladores del mercado de gas independiente de cada estado miembro, ministerios gubernamentales y grupos industriales para forjar un consenso y motivar el progreso en la liberalización del mercado (Beato y Benavides 188).

Las implicancias de los puntos arriba citados son percibidas como desventajas de la integración por parte de los países, ya que apuntan a limitar los márgenes de discrecionalidad de las políticas regulatorias nacionales, condicionando las opciones de desarrollo doméstico independiente y el auto-suministro de energía.

Habiendo presentado los desafíos a nivel regulatorio, se vuelve imperativo hacer referencia a la inversión. Como ya se ha mencionado, los agentes exigen un determinado marco regulatorio para efectuar sus inversiones. Isbell señala que el crecimiento económico y un mayor consumo energético serán posibles si la región continúa experimentando incrementos en su nivel de inversión en el sector energético. Esta inversión es necesaria para aumentar la producción, así como también para profundizar la integración tanto con los sistemas energéticos mundiales como dentro de la misma región. La inversión requerida deberá destinarse a exploración, desarrollo, construcción de gasoductos y terminales de GNL por un lado, y a la construcción de centrales eléctricas y redes de distribución por el otro.

Sudamérica cuenta con reservas de gas que aún no han sido explotadas, pero existen claras limitaciones a la inversión, derivadas de la falta de confianza del sector financiero en los marcos regulatorios existentes. Para apostar a proyectos energéticos de la envergadura de los presentados, los inversionistas exigen una mayor seguridad jurídica, que garantice el cumplimiento de los contratos. Por otro lado, dados los montos de inversión exigidos para las potenciales obras de integración, será necesario contar no sólo con el apoyo de los bancos multilaterales y los gobiernos de la región, sino también con el financiamiento del sector privado (Solís de Ovando y Larraín 11).

Toda alteración contractual será razonable en un horizonte de mediano y largo plazo siempre que sea el resultado de un acuerdo entre las partes involucradas: el Estado y el operador. La política gasífera y los necesarios mecanismos institucionales y regulatorios que viabilicen el proceso de inversión público privada deben ser parte de las reglas claras de toda planificación energética nacional. Desde 2003, Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela han aplicado para sus hidrocarburos líquidos precios de mercado interno muy distantes de los costos de oportunidad. En el caso de otros países productores/exportadores como Brasil y Colombia, sus precios internos sí han sido alineados con los internacionales. La discordancia entre abundantes recursos y limitado desarrollo señala el permanente efecto negativo para el crecimiento de los mercados por parte de subsidios no focalizados en países con recursos abundantes, puesto que la transferencia de renta no está específicamente diseñada (CAF 44).

En el caso del Anillo Energético Sudamericano, las reglas de abastecimiento no estaban del todo claras, y hacía falta la definición de situación de emergencia que pudiera dar lugar a la interrupción del suministro, así como también un mecanismo de resolución de controversias. En parte por esta falta de resolución, la incertidumbre asociada ha conllevado en la dificultad de que organismos financieros decidan invertir en el proyecto. El Banco Interamericano de Desarrollo ha sido la única entidad que otorgó un crédito para los estudios de factibilidad, buscando garantizar el suministro de gas a Chile, Argentina, Brasil y Uruguay. En el caso puntual de Chile, el país confiaba en el sector privado como el principal actor, quedando en esta perspectiva los gobiernos como simples facilitadores de un marco jurídico vinculante que diese seguridad a los

inversionistas. Sin embargo, la parálisis del Anillo Energético Sudamericano da cuenta de que este protagonismo no pudo contrarrestar la gran incertidumbre asociada al proyecto (Solís de Ovando y Larraín 41).

La propuesta del Gasoducto del Sur se enmarca en la idea Venezolana de una gran participación del estado en la economía, con empresas petroleras estatales en el lugar de actores principales, en detrimento de políticas que liberalicen el mercado gasífero. Para Venezuela, la integración energética debe ir precedida de aspectos sociales y políticos antes que de cuestiones económicas. De este modo, esta concepción más bien estatista de la economía deja menos margen de acción a los actores privados, desincentivando la inversión por parte de ellos y fomentando procesos integradores entre gobiernos (Malamud 6-8). Chávez había incluso declarado que “Nosotros nunca venderíamos a América del Sur al precio que tiene el gas en países desarrollados por distintas razones. Si fuera por ganar dinero, estaríamos pensando sólo en mandar gas para el norte, pero no, nosotros somos bolivarianos, queremos compartir nuestra riqueza con los países de Sudamérica” (Portal Energético Internacional). De esta declaración se desprende que el gas de Venezuela llegaría subsidiado a los otros países, constituyendo este subsidio una traba a la creación de un mercado gasífero regional porque no sería un precio fijado por el mercado. Es importante definir el precio del gas en boca de pozo, junto con las tarifas de transporte y distribución, de modo tal que se incentive la explotación y el desarrollo de la industria gasífera.

Por otro lado, no deja de ser una cuestión de gran importancia el trazado propuesto para el gasoducto, dado que a nivel mundial la opinión ciudadana ha logrado hacer llegar su voz para mostrar su descontento frente a muchos proyectos de infraestructura de gran envergadura. Así, en el caso del Gasoducto del Sur, si bien el trazado más económico para transportar gas desde Venezuela a Brasil sería a través del Amazonas, a nivel medioambiental es una alternativa más que controvertida que sería duramente cuestionada por los activistas medioambientales. Una alternativa con tan poca aceptabilidad social sería difícilmente financiada por los organismos financieros multilaterales. Frente a esta situación, la alternativa técnica es acercar el trazado a la costa brasilera, evitando pasar a través del Amazonas. Una simple mirada a un mapa

permite ver que, si bien es técnicamente posible, llegar a São Paulo por la costa hace el recorrido del ducto mucho más extenso y, por consiguiente, más costoso.

Se constata por lo tanto que, tanto en el caso del Anillo Energético Sudamericano como en el del Gasoducto del Sur, las incertidumbres asociadas a los mismos han minado la capacidad de los proyectos de suscitar el interés de los inversores.

## **5.2 Aspectos técnicos**

El aspecto técnico es un aspecto de enorme relevancia en el análisis de la integración y la viabilidad de gasoductos cuyo recorrido atraviese fronteras entre países y largas distancias. Es importante también tener en cuenta si se dispone de las reservas suficientes para que se justifique la exportación de gas a través de una costosa interconexión.

Frente a este escenario, los avances de la ingeniería y diversos cambios en los mercados gasíferos internacionales han puesto a los gasoductos en competencia con el GNL por el abastecimiento de los mercados en Sudamérica. Por otro lado, las dudas existentes sobre la capacidad de las cuencas de la región de abastecer las necesidades de consumo de los países con mayor demanda coexisten actualmente con panoramas promisorios en cuanto al desarrollo de gas de esquisto y descubrimientos de nuevas cuencas.

### **5.2.1 Gas natural licuado**

Existe abundante literatura que explora las ventajas de construir gasoductos más allá de determinadas distancias. Siguiendo estas lecturas, se constata que cuando el punto de ingreso del gas se encuentra a más de 3.000 km del punto de salida, entonces deja de ser conveniente la construcción del gasoducto porque es más rentable licuar el gas y transportarlo por vía marítima. Cuando se llega a este punto de inflexión, la alternativa

del gasoducto resulta muy costosa y en general los países optan por la importación de gas a través de buques metaneros.

Además, la rigidez de los gasoductos implica que las fuentes de abastecimiento asociadas a cada ducto en particular son siempre las mismas, dadas las características técnicas de los gasoductos. Frente a esta situación que deja a los países vulnerables a los posibles vaivenes de sus suministradores, el gas natural licuado<sup>12</sup> (GNL) se vuelve la opción de preferencia porque introduce una flexibilidad que permite minimizar el riesgo por falta de suministro de la contraparte. Es intrínseco a la naturaleza del mercado del GNL que los países puedan diversificar las fuentes de abastecimiento, eligiendo entre la gran diversidad geográfica de proveedores, tanto a escala continental como transcontinental. El GNL ha surgido como una fuente de recursos que otorga mayores garantías de disponibilidad e independencia.

El GNL se ha convertido en una alternativa importante a los gasoductos, en desmedro de la integración regional, principalmente en los casos en que a) hay incertidumbre respecto al suministro del volumen de gas negociado con el país exportador, b) la red de transporte de gas es incipiente o está ausente, c) los gasoductos ya están operando en su capacidad máxima, y d) el total de la demanda de gas natural de un país se consigue mediante más de una fuente exportadora, incluso usando distintos medios de transporte (ANP, *Liquefied...* 11).

En el caso del Gasoducto del Sur, no existen mercados para el gas a lo largo de su ruta, y los mercados más importantes están ubicados en el extremo sur (São Paulo y Buenos Aires), lo cual haría que las ciudades al sur de Brasil y Buenos Aires tuviesen que pagar el excesivo costo de transportar el gas, puesto que las provincias del noreste argentino no son mercados importantes. Se estaría produciendo gas a un precio altísimo debido al

---

<sup>12</sup> ¿Qué es el GNL? El GNL es gas natural reducido a un estado líquido mediante enfriamiento a  $-160$  °C. Este proceso criogénico reduce el volumen del gas natural por un factor de alrededor 600:1. El volumen reducido del gas en su estado líquido vuelve al transporte por barco económicamente viable, especialmente en largas distancias para las cuales los gasoductos son cada vez más costosos de construir y operar. El GNL es producido en unidades de licuefacción, donde el calor es removido del gas natural por medio de un refrigerante. Antes de que el GNL pueda ser usado como un combustible debe ser reconvertido a su estado gaseoso. Esto ocurre en las plantas de regasificación, donde el GNL es calentado antes de ser distribuido a un sistema de oleoductos. (Victor, Jaffe y Hayes 10)

costo del transporte, dado que no hay suficientes usuarios para amortizar las inversiones requeridas en un tiempo razonable, y Brasil y Argentina tendrían que estar dispuestos a pagar un precio muy superior al que pagarían por importar GNL. Los precios requeridos para justificar la inversión excederían la cifra pagada por el mercado (Torres Orías).

El hecho de que el Gasoducto del Sur fuese una opción más costosa que el importar GNL jugó en detrimento del proyecto. Finalmente, los principales mercados que serían abastecidos por el gasoducto, Argentina y Brasil, desarrollaron terminales de regasificación de GNL para hacer frente a la brecha entre una creciente demanda doméstica y una producción que no llega a abastecerla.

Dado que en Argentina el gas constituye más del 50% de la oferta primaria de energía<sup>13</sup>, el incremento del consumo de gas que el país ha experimentado en los últimos años junto con el estancamiento de la producción han empujado al país a buscar alternativas de abastecimiento más allá del suministro por parte de Bolivia.

Argentina ha elegido el GNL como una importante fuente de abastecimiento, construyendo dos terminales de regasificación para importarlo mediante buques metaneros: las terminales de Bahía Blanca y de Escobar. El país comenzó a importar GNL en 2008 a través de la terminal en Bahía Blanca, mientras que la terminal de Escobar fue inaugurada en junio de 2011.

La terminal de Bahía Blanca, la primera terminal de regasificación de Sudamérica, implicó una serie de obras entre las que se encuentran la construcción de un nuevo punto de amarre, el montaje del brazo de descarga y la construcción de un gasoducto para interconectar el FSRU<sup>14</sup>. Las obras ejecutadas en Escobar incluyeron la construcción de un muelle construido en una dársena dragada para tal fin, el montaje de un brazo de descarga de alta presión, y el tendido de un gasoducto de unos 31 km de

---

<sup>13</sup> 52,77% según el Balance Energético Nacional de 2012 (Secretaría de Energía de la Nación).

<sup>14</sup> Floating Storage Regasification Unit (Terminal Flotante de Almacenamiento y Regasificación). Este sistema implica el uso de buques metaneros específicamente diseñados para el transporte y regasificación del GNL a través de terminales de recepción offshore. (Excelerate Energy)

interconexión con el sistema troncal. Al igual que en caso de Bahía Blanca, el buque metanero que transporta el GNL lo descarga en la FSRU, dando lugar a un procedimiento que se denomina “ship-to-ship”<sup>15</sup>. Hacia agosto de 2011, el GNL regasificado en estas terminales representó alrededor de un 20% del consumo nacional. Una creciente proporción del suministro de gas es importada a través de las citadas terminales, con proveniencia mayoritariamente de Trinidad y Tobago, seguido por Qatar, Nigeria y Egipto (Rodríguez).

En el contexto del suministro de gas natural en Brasil y de la política nacional de incremento de la producción, se construyeron tres terminales de regasificación para hacer posible la importación de GNL, lo cual se convirtió en una opción de gran relevancia para aumentar la fiabilidad del suministro. Debido a la gran dependencia de gas de Bolivia, sumado al crecimiento del mercado del gas natural, se volvió urgente la creación de alternativas de suministro confiables para hacer frente a la demanda nacional y asegurar el continuo suministro de esa fuente energética a los distintos segmentos de consumo. Es así que PETROBRAS, la compañía petrolera brasileña nacional, presentó tres proyectos de terminales de importación de GNL, uno en Pecém, el otro en la Bahía de Guanabara y un tercero en la Bahía de Todos los Santos (ANP, *Liquefied...*).

La terminal de GNL de Pécem está constituida por las instalaciones para recibir, regasificar y conducir el GNL al muelle del Puerto de Pecém, junto con el gasoducto que interconecta la terminal con el sistema de gasoductos existente, el Gasoducto Gumaré-Pecém. La terminal recibió su primera autorización temporaria de operación en enero de 2009 (ANP, *Liquefied...*).

En lo que respecta a la terminal de GNL en la Bahía de Guanabara, la misma cubre la instalación del equipamiento para recibir el GNL, la regasificación y la salida del gas al muelle de la bahía, y el gasoducto conectando la terminal de GNL a la estación Campos Elíseos. En marzo de 2009 la terminal recibió su primera autorización temporaria de operación (ANP, *Liquefied...*).

---

<sup>15</sup> Literalmente, “barco a barco” en inglés.

En enero de 2014 fue inyectado por primera vez en la red de gasoductos del nordeste brasilero gas natural regasificado proveniente de la terminal de regasificación de Bahía (PETROBRAS, Iniciamos Operação do Terceiro Terminal de Regaseificação de GNL). Esta última terminal fue, al igual que las anteriores, desarrollada para diversificar las fuentes de suministro de gas natural del país. La terminal atiende principalmente las necesidades de demanda de las usinas termoeléctricas, complementando de este modo la oferta provista por la generación hidroeléctrica en Brasil (Planalto).

Hasta 2010, todas las importaciones de LNG de Brasil provenían de Trinidad y Tobago (ANP 24). Como parte de su estrategia para diversificar el suministro de gas y reducir la dependencia de Bolivia, en abril de 2007 PETROBRAS firmó con Nigerian GNL su primer acuerdo para importar GNL, así como también firmó más tarde un acuerdo de confidencialidad con Omán GNL para la importación de gas del Golfo Pérsico (Malamud 18).

Aunque Uruguay también estaba dentro del grupo de países que consumirían el gas venezolano transportado por el Gasoducto del Sur, su decisión de construir la terminal de regasificación es muy posterior a las acontecidas en el caso de Argentina y Brasil. De todos modos, vale la pena hacer mención a la misma para mostrar cómo el GNL ha resultado ser de enorme competencia a los proyectos de integración por gasoducto en Sudamérica.

El país no era en aquel entonces un gran consumidor de gas, pero uno de los pilares de su política energética al 2030 es el incremento de la soberanía energética, con una apuesta a que las energías renovables tengan una participación del 50% en la matriz energética. El país aspira a que una importante fracción del 50% restante sea explicada por el gas, basándose en el hecho de que el hidrocarburo es el combustible fósil de menor impacto ambiental y en su complementariedad para la variabilidad de las fuentes renovables. Frente a esta demanda creciente de gas y el hecho de que su proveedor principal, Argentina, ya no pudiera suplirla, Uruguay decide disminuir la incertidumbre de la nueva matriz energética que está construyendo, dejando de depender de un solo

proveedor gracias a la importación de GNL (Ministerio de Industria, Energía y Minería. República Oriental del Uruguay.).

En octubre de 2013 Uruguay firmó un contrato por servicios de almacenamiento y regasificación de GNL con una operación comercial esperada en 2015. El proyecto es estratégico para el país, entre otros motivos porque apunta a la diversificación de la matriz energética nacional, la mejora del impacto ambiental de la matriz energética actual, el crecimiento de la autonomía energética y la disminución de los costos de generación de electricidad (Gas Sayago).

El proyecto contará con una planta off-shore, en la cual la regasificación y el almacenamiento de GNL se realizarán en el mar, debido a que la opción de construir una planta en tierra precisa de más tiempo de implementación y un mayor costo de inversión. La instalación se localizará frente a Punta Sayago, al oeste de Montevideo. Constará de una escollera de 1.500 m aproximadamente, un gasoducto subacuático de 2,5 km, un gasoducto terrestre de 12 km y una FSRU con una capacidad de almacenamiento de 267.000 m<sup>3</sup>, y una capacidad de regasificación máxima de 10 millones de metros cúbicos por día. El proyecto permitirá la recepción, almacenamiento y regasificación de GNL a través de instalaciones en el agua (Gas Sayago).

El caso de Chile presenta su particularidad frente a los de Argentina, Brasil y Uruguay, ya que si bien el país también construyó dos terminales de regasificación, Chile fue el principal impulsor del Anillo Energético Sudamericano pero no se encontraba entre los mayores demandantes del gas que llegaría de Venezuela a través del Gasoducto del Sur. En paralelo, se hará una presentación de la terminal de licuefacción construida por el Perú, toda vez que en un principio fue Chile quien, mediante el Anillo Energético Sudamericano, apuntaba a abastecerse de las reservas peruanas de gas de Camisea.

Entre los años 1995 y 2004 tuvo lugar la “era del gas”, originada principalmente por el conveniente precio ofrecido por el gas natural argentino. Dicho precio rondaba los 1,5 dólares/MBTU, mientras que el Henry Hub, el referente por excelencia para el precio del gas, rondaba los 3 dólares/MBTU. La confianza en que Argentina sería capaz

de suministrar crecientes demandas de gas natural impulsó la construcción de siete gasoductos de exportación de Argentina a Chile. Frente a la generación en base a gas, la inversión en centrales hidráulicas y a carbón perdió atractivo, y el parque generador chileno experimentó un giro hacia el gas (Roubik y Villaroel). Cuando Argentina interrumpió el suministro de gas a Chile por primera vez en 2004, el gobierno de Santiago se vio en la necesidad de abandonar un modelo de suministro de gas natural con dependencia de un solo proveedor. Es entonces cuando Chile decide apoyar la idea de un gasoducto que traiga las reservas de Camisea hacia los vecinos del sur del continente.

Frente a este proyecto, Perú se mantuvo cauto. Si bien Camisea tenía en aquel entonces reservas probables por comprobarse, como más adelante se analizará, con lo cual el volumen total del reservorio (reservas probadas + probables) no estaba aún determinado, las autoridades peruanas eran conscientes de que las mismas sólo podían abastecer la demanda doméstica, además de un excedente que el Perú finalmente enviaría al hemisferio norte, a México. Durante un tiempo, Chile desoyó estas ideas. Pero finalmente Chile decidió construir su primera terminal de regasificación, mientras que Perú enviaba su primer cargo de GNL desde Pampa Melchorita a México.

La voluntad de diversificar las fuentes de suministro de gas y así reducir la vulnerabilidad de la matriz energética del país es el motor que propulsó la construcción de la primera terminal de importación de GNL en Chile, en Quintero. En julio de 2009 atracó el primer barco metanero que llegó a Chile, proveniente de Trinidad y Tobago.

La terminal tuvo una primera etapa de funcionamiento durante la cual los buques metaneros permanecían atracados al muelle, cumpliendo la función de FSRU y descargando su contenido en respuesta a la demanda de gas por parte del mercado. Este modo de operación permitió el suministro de gas natural al mismo tiempo que se terminaba la construcción de los tanques de almacenamiento. Una vez concluida esta primera etapa, en octubre de 2009 se inauguró la terminal de recepción, descarga, almacenamiento y regasificación. El proyecto comprende un muelle de aproximadamente 1.900 m de largo donde atracan los buques y por el cual el gas se

---

transporta mediante ductos hasta los tres estanques de almacenamiento, además de un área de regasificación que recibe el gas desde los tanques para llevar el hidrocarburo a su estado gaseoso original e inyectarlo en la red de gasoductos. Desde su puesta en marcha, la terminal ha recibido suministros de Trinidad y Tobago, Qatar, Guinea Ecuatorial y Argelia, así como re-exportaciones de Estados Unidos y México. (GNL Quintero)

Con el objetivo de sostener la política de diversificación de la matriz energética de Chile mediante gas natural, en abril de 2010 entró en operación la segunda terminal de regasificación de Chile, en la Bahía de Mejillones. Esta terminal comenzó operando con un FSRU, y en mayo de 2014 entró en operación una segunda etapa, que considera la utilización de un tanque de almacenamiento. Esta segunda terminal contribuye a reforzar la independencia energética de Chile, puesto que el GNL permite diversificar las fuentes de suministro (GNL Mejillones).

La terminal de licuefacción de Pampa Melchorita constituye el proyecto con la mayor inversión extranjera directa realizado en Perú. El consorcio a cargo de la terminal presenta al proyecto como una gran oportunidad para el crecimiento económico sostenido del Perú, reafirmando la voluntad del Perú como un país próspero y seguro para la inversión extranjera (Perú LNG). Sin desconocer el hecho de que proyectos de esta envergadura implican un impacto positivo en el país receptor en términos de empleo de mano de obra local y posibilidades de crecimiento, merece la pena preguntarse si la inversión realizada fue la óptima para el país teniendo en cuenta el abanico de opciones disponibles. Como ya se ha señalado, Chile estaba muy interesado en comprar gas de Perú. Incluso, Chile estaba dispuesto a pagar por el gas de Camisea mucho más de lo que cobra finalmente Perú por sus exportaciones, en vista de lo que finalmente está pagando por el GNL que importa por sus dos terminales<sup>16</sup>. Además de

---

<sup>16</sup> De acuerdo al detalle de exportaciones de gas natural de PERUPETRO, la empresa estatal peruana de exploración y explotación de hidrocarburos, el 70% de los barcos metaneros que partieron de Pampa Melchorita en 2014 lo hicieron con destino a la terminal de Manzanillo en México al precio Henry Hub. El último barco en partir a México registrado en el sitio web de PERUPETRO vendió su cargamento a la cotización HH de 4,62 USD/MBtu. (PERUPETRO). En el caso de Chile, los precios pagados por el GNL que ingresa por Quinteros se negociaron en contratos por 20 años a un precio indexado al petróleo Brent, entre otros. Si bien los primeros

exportarlo a Chile, otra de las posibilidades de Perú habría sido comprometer el suministro de GNL en contratos de largo plazo con el sudeste asiático, la región que paga los mayores precios a nivel mundial.

La planta de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita en Perú fue inaugurada en junio de 2010 y es la primera terminal de licuefacción de América del Sur, además de uno de los mayores proyectos industriales realizados en el país. El complejo gasístico asociado comprende la planta de licuefacción, la terminal marítima y un gasoducto de 408 km que cruza los Andes y llega hasta la costa del Pacífico. El gas natural llega a la planta desde el yacimiento de Camisea, en la región andina de Cuzco, e ingresa al nuevo gasoducto rumbo a Pampa Melchorita. Según el presidente peruano en aquel entonces, Alan García, la exportación sólo representaría 4,2 TPC de los más de 15 TPC de reservas probadas del país. El consorcio de empresas que opera la terminal tiene un contrato de comercialización exclusivo del 100% del volumen exportado durante 18 años, el 70% del cual vende en México (RPP Noticias). Desde que entró en operación en junio de 2010 y hasta enero de 2015, entre los destinos de las exportaciones de GNL desde Pampa Melchorita se incluyen España, Japón y Corea del Sur, además del ya mencionado volumen comprometido con México.

### **5.2.2 Reservas**

Un punto no menor cuando se discute sobre la integración de los mercados del gas en Sudamérica es la existencia de reservas. Los países que se plantean exportar gas natural deben antes asegurarse que disponen de las reservas suficientes para atender el mercado doméstico. La idea de este apartado es analizar en qué medida el avance de los gasoductos bajo análisis se vio influenciado por la brecha entre la disponibilidad potencial de gas y la oferta real del hidrocarburo.

---

barcos que ingresaron a Chile lo hicieron a un precio de 7 USD/MBtu, en enero de 2012 llegaron a 16 USD/MBtu. (Terminal GNL Quintero).

Tal como se ha mencionado anteriormente, Sudamérica tiene casi el 4% de las reservas mundiales de gas, y esa participación es explicada en un 78% por el gas de Venezuela. Le sigue Brasil, que con sus 0,45 TMC tiene el 6,3% de las reservas de la región, y Perú ocupa el tercer lugar, con 0,36 TMC que constituyen el 5% de las reservas de la región. Estas cifras corresponden a las reservas probadas, es decir, aquellas reservas comprobadas luego de las perforaciones en los yacimientos correspondientes, para certificar la ubicación de los mismos y determinar con cierta exactitud la superficie de la extensión de las acumulaciones y sus espesores productivos, para lo cual la información geológica y de ingeniería disponible debe demostrar si podrán ser extraídas en el futuro con el equipo existente y los métodos operativos actuales. Existe un concepto que es importante incorporar en este momento al análisis, y es el de las reservas probables. Este concepto refiere, de modo opuesto al caso de las reservas probadas, a aquellas reservas que no han sido comprobadas luego de perforaciones en los yacimientos correspondientes (Solís de Ovando y Larraín 26).

En el caso del Anillo Energético del Sur, la idea impulsora del mismo es aprovechar el enorme potencial que se estima tiene el yacimiento de Camisea. Las reservas de gas natural de Perú están ubicadas principalmente en campos inexplorados, de los cuales Camisea es el más importante. Con reservas probadas de 13,9 TPC y reservas probables de 6,7 TPC, esas reservas serían suficientes para abastecer de gas a Chile y eventualmente al resto de los socios en el gasoducto (Mayorga).

El eje del debate aquí, lo cual se articula con la mención que ya se ha hecho a la terminal de licuefacción de Pampa Melchorita, es el destino del gas excedente de Camisea que el Perú no consuma internamente, más allá de la incertidumbre sobre el volumen total de reservas probadas del yacimiento. Según voces del sector productivo de gas peruano, “no tenemos las reservas suficientes para abastecer al Cono Sur, que ésa era la idea del Anillo Energético Sudamericano. Que sí podía haber reservas suficientes para la demanda de Chile, a través del norte chileno, pero no para los otros países. Esto nació como la idea de llevar gas a Chile únicamente, y luego fue ampliándose. Y acá, por lo menos reservas probadas, no tenemos para ese volumen. Al mismo tiempo, tenemos en el Perú un compromiso principal, que es con el mercado doméstico, a lo que

se suma otro con la empresa Perú LNG, que lo venderá a la empresa Repsol YPF. Ellos podrán llevarlo a Chile, pero claramente el mercado mexicano es más interesante” (Solís de Ovando y Larraín 27). Tal como se mencionó en el apartado donde se analiza el GNL, merece la pena subrayarse el hecho de que mientras Chile impulsaba la realización del Anillo Energético Sudamericano, Perú no se comprometía a entregarle su excedente de gas.

El volumen de las reservas de Camisea era considerado en aquel entonces como la fuente que suministraría al mercado doméstico, y luego el excedente podría usarse para exportación. La demanda de GNL por parte de México competía entonces directamente con las necesidades de Chile y del resto de los países por los que pasaría el Anillo Energético Sudamericano. La cuestión en aquel entonces era si suministrar al norte por GNL, o a los mercados del sur mediante gasoducto. Frente a esta situación, Chile desoía los mensajes que llegaban desde Perú, los que señalaban que en el mejor de los casos se firmaría un tratado, pero sin asegurar la venta de gas natural a Chile porque la prioridad de Perú es abastecer el mercado interno (Solís de Ovando y Larraín).

Si se hace referencia a la disponibilidad de reservas con las que se contará para el futuro gasoducto, el Gasoducto del Sur también presenta su particularidad. Aunque Venezuela tiene 5,56 TMC de reservas probadas, el 82% de este volumen se trata de reservas de gas asociado al petróleo (OLADE, *Rol del Gas...*31). El gas asociado es aquel que se obtiene en conjunto con la excavación de un pozo petrolero; por consiguiente, para la producción de este tipo de gas es necesaria la explotación petrolera. Cabe mencionar que las características del gas asociado no difieren de las del gas no asociado.

El gas asociado al petróleo no se utiliza para negocios de exportación porque se necesita para ser reinyectado en los yacimientos. En Venezuela apenas se ha explorado la búsqueda de gas no asociado o libre. Las modestas reservas de gas libre de Venezuela fueron encontradas buscando petróleo, es por ello que las reservas probadas de gas del país son mayormente de gas asociado al petróleo. De la producción venezolana de gas en 2004, el 43% se devolvió al subsuelo con el objetivo de mantener la presión de los yacimientos. Esos volúmenes de gas que se devuelven a los yacimientos son

contabilizados como reservas remanentes, las cuales según los técnicos serían recuperables, hecho que no ha sido demostrado todavía en su totalidad. Conforme las cifras de producción de gas presentadas por la estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) en su reciente Plan Estratégico 2006-2012, la producción de gas natural para el año 2012 no se incrementaría lo suficiente para cubrir el déficit existente en el mercado interno, los proyectos de inyección de gas a los yacimientos, los nuevos proyectos petroquímicos y los requerimientos de PDVSA. La producción de gas para exportación exigiría un cambio estratégico de planes (González Cruz 18).

Un hecho muy curioso es que, si bien Venezuela (al igual que Bolivia) es miembro del Foro de Países Exportadores de Gas, Venezuela no exporta gas natural. En efecto, Venezuela importa gas de Colombia desde 2008 a través del Gasoducto Transcaribeño, de 225 km, dado que la producción nacional no es suficiente para hacer frente a la demanda. A esto se agregan importaciones de GNL provenientes de Estados Unidos. Algunos reportes vaticinan que Venezuela continuará teniendo un déficit de gas, debido principalmente al hecho de que el país no está pudiendo desarrollar sus reservas de gas libre. Se requieren enormes inversiones en infraestructura para los sectores upstream y downstream, y estas inversiones no se están dando (OLADE, *Rol del Gas...*33).

### **5.2.3 Gas no convencional / Nuevos yacimientos**

Habiendo presentado las cuestiones asociadas a la disponibilidad de reservas para el transporte mediante gasoductos, se hace necesario introducir dos elementos nuevos al análisis: el gas de esquisto y el descubrimiento de nuevos yacimientos. Se tratarán por separado porque, si bien sus características físicas son las mismas en cuanto a partículas de gas, difieren enormemente en el modo de producción.

La importancia del gas de esquisto y los nuevos yacimientos radica en el aporte que pueden hacer al suministro de gas en los países que serían los interesados en importar el gas de Venezuela / Perú. Tanto el gas de esquisto como el gas proveniente de nuevos

yacimientos, si bien implican enormes montos de inversión así como un horizonte de planeamiento de mediano e incluso largo plazo, son una fuente de autosuficiencia energética, un elemento muy apreciado en la estrategia energética de los países.

El gas de esquisto, que forma parte del grupo de gases no convencionales, se refiere a gas natural alojado entre formaciones rocosas. Estas rocas sedimentarias, de grano fino, pueden ser ricas fuentes de gas natural. Han sido la combinación de perforación horizontal y de fracturación hidráulica los avances tecnológicos que han permitido en la última década el acceso a grandes volúmenes de gas de esquisto que previamente no era económico producir (World Energy Council 12).

Un dato no menor y que puede repercutir en las condiciones en las cuales la industria pueda desarrollarse es la controversia sobre el impacto ambiental de la exploración asociada. Ciertamente, existe una opinión pública informada que no ve con buenos ojos el desarrollo del gas de esquisto en su vecindario. El diálogo entre esta opinión pública y la industria es necesario para asegurarse la licencia social que la explotación exige. En formaciones de esquisto en desarrollo, la fracturación hidráulica o “fracking” consiste en inyectar, a alta presión, agua, arena y un máximo de 12 aditivos para liberar hidrocarburos previamente inaccesibles en formaciones rocosas en suelo profundo. Esta técnica requiere grandes volúmenes de agua, y la controversia versa sobre si afectaría la disponibilidad del recurso hídrico. Otro de los temores asociados al fracking es que, si no se hace un uso idóneo de los líquidos asociados, las fugas de los mismos podrían contaminar las zonas aledañas. La fracturación produce además grandes volúmenes de aguas residuales que pueden contener contaminantes que requieren de un tratamiento antes de su eliminación o reutilización. Por último, la fracturación podría producir pequeños movimientos de la tierra. (Frackwire)

Frente a estas inquietudes, fuentes especializadas señalan que, en el caso de Argentina, el requerimiento sería menor al 1% del recurso hídrico disponible, lo cual estaría lejos de comprometer el abastecimiento de agua. Además, los aditivos usados son de uso doméstico habitual, además de que la industria maneja estos aditivos químicos de tal modo que no entrarían en contacto con el medio ambiente. Las aguas residuales son

tratadas en recipientes cerrados y sellados, y luego reutilizadas en fracking o confinadas en pozos subterráneos construidos para tal fin. La fracturación libera energía que se traduce en ondas sísmicas, sin embargo difieren mucho de un terremoto y se ubican en rangos 100.000 veces menores que los perceptibles por los seres humanos (Independencia Energética Argentina).

En los últimos años ha tenido lugar en Estados Unidos una revolución del gas de esquisto<sup>17</sup>, vinculada a la ya mentada combinación de avances tecnológicos en perforación horizontal y técnicas de fracturación de la roca para liberar el gas. Esta reciente revolución ha alentado a la exploración y explotación del gas de esquisto en otros países.

Los reportes más recientes de la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos en torno a las reservas mundiales de gas de esquisto han sido objeto de debate por los hacedores de política, sobre todo aquellos vinculados a las decisiones en materia de energía. El reporte del año 2013 de la EIA comienza distinguiendo entre un recurso técnicamente recuperable y un recurso económicamente recuperable. Los recursos técnicamente recuperables representan los volúmenes de gas natural que pueden producirse con la tecnología actual, sin tener en cuenta los precios del gas ni los costos de producción. La recuperabilidad económica del gas depende de tres factores: los costos de excavación de los pozos, la cantidad de gas producido de un pozo promedio a lo largo de su vida, y los precios recibidos para la producción de gas.

Según este reporte, observando la Tabla 5.1 se observa que Argentina ocupa, luego de China el segundo lugar en la lista de países con mayores reservas técnicamente recuperables de gas de esquisto. Brasil se ubicaría en el décimo lugar. Se constata que

---

<sup>17</sup> Estados Unidos ha pasado de tener una política de grandes importaciones de gas hacia fines de los noventa a una situación en la que contempla el autoabastecimiento del hidrocarburo, e incluso la exportación del mismo. Incluso, se está estudiando la adaptación de las terminales de licuefacción (importación) para que puedan ser usadas como terminales de regasificación (exportación). Dado que ha probado ser producido rápidamente y a grandes volúmenes a un costo relativamente bajo, el gas de esquisto ha revolucionado la producción de gas natural en Estados Unidos.

los dos mayores consumidores de gas de la región (excluyendo a Venezuela) tienen un gran potencial de reservas de gas no convencional.

Posición	País	Gas de esquisto (TPC)
1	China	1.115
<b>2</b>	<b>Argentina</b>	<b>802</b>
3	Algeria	707
4	USA	665
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
<b>10</b>	<b>Brazil</b>	<b>245</b>
	Total mundial	7.795

Fuente: elaboración propia en base a EIA 2013

**Tabla 5.1. Ranking de los 10 países con el mayor volumen de recursos recuperables de gas de esquisto**

Es importante destacar que si bien los costos de producción de gas de esquisto han ido en descenso, sobre todo gracias a la enorme actividad registrada en Estados Unidos, los pozos de esquisto tienden a ser tres veces más caros de perforar que los normales, haciendo necesario entonces un gran volumen de inversión. Además, la incertidumbre asociada a la exploración hace que esta inversión sea muy riesgosa. Siguiendo el reporte de la EIA, la experiencia reciente con el gas de esquisto en Estados Unidos sugiere que la recuperabilidad económica puede ser influenciada significativamente por otros factores aparte de la geología. Entre ellos se destacan algunos factores presentes en Estados Unidos y también en Canada, los cuales puede que no sean replicables en otras locaciones: propiedad privada de los derechos de superficie, lo que provee un fuerte incentivo para el desarrollo, disponibilidad de varios operadores independientes y contratistas con experiencia crítica y equipos de perforación adecuados, e infraestructura de transporte preexistente, así como la disponibilidad de recurso hídrico para el uso en la fracturación.

---

En el caso de Argentina y en el de Brasil, si bien el futuro parece promisorio por ser parte del selecto grupo de países que tienen las mayores reservas de gas de esquisto, todavía no puede afirmarse que la producción será suficiente para hacer frente a su creciente consumo de gas. Los incentivos de los productores son distintos que en el caso de Estados Unidos, en parte por las características del mercado. Tanto en Argentina como en Brasil, los productores, si bien pueden ser propietarios del terreno a explotar, no pueden disponer libremente del gas obtenido sin antes haber pagado las regalías fiscales correspondientes. El argumento subyacente es que los yacimientos hidrocarburíferos situados en el territorio nacional pertenecen al Estado Nacional o a los Estados Provinciales, teniendo entonces el estado la potestad de exigir un tributo por el agotamiento del recurso no renovable (ANP, Royalties) (MECON). Estados Unidos, en cambio, tiene la particularidad de permitir que los individuos sean dueños no sólo de las tierras, sino también del derecho de explotación de los hidrocarburos en las mismas. Se estima que los gobiernos locales, estatales y federal controlan apenas un tercio de los derechos de explotación de los minerales en Estados Unidos (Frackwire). Los hidrocarburos no convencionales, entre los que se encuentra el gas de esquisto, son un gran desafío para la región. Para aprovechar los beneficios asociados a los mismos es necesario la adopción de un régimen regulatorio que fomente la exploración, el desarrollo y la producción de dichos recursos, los cuales precisan a su vez de tecnologías, estructuras empresariales y de personal distintas a las de la producción de hidrocarburos convencionales (CAF 23).

Siguiendo el ya mentado informe sobre formaciones no convencionales de la EIA de 2013, el potencial de gas de esquisto de Argentina se concentra en cuatro cuencas sedimentarias principales: Cuenca Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge, Cuenca Austral y Cuenca Paraná. La recientemente nacionalizada empresa petrolera estatal YPF ha informado de negociaciones con grandes empresas multinacionales para desarrollar de manera conjunta los recursos de gas de esquisto, e importantes programas de exploración y fases tempranas de producción comercial están en desarrollo en la Cuenca Neuquina. Las formaciones en el Golfo de San Jorge y la Cuenca Austral en el sur del país también tienen un buen potencial, aunque sus características geológicas pueden

constituir un riesgo para los depósitos. En la Cuenca Paraná no se ha registrado actividad exploratoria aún.

La Cuenca Neuquina es el principal objetivo de la exploración del gas de esquisto en Argentina, y unos 50 pozos verticales perforados desde 2010 indican un buen potencial de producción, en Vaca Muerta especialmente. Las recientes pruebas de perforación y producción han convertido a la cuenca en la mayor área de desarrollo de gas no convencional en Sudamérica. Cabe destacar que hace falta inversión de una magnitud mucho mayor a la actual para que la Argentina pueda explotar sus 802 TCF de reservas técnicamente recuperables. Existen dudas respecto al riesgo que están dispuestos a asumir los inversores en esta industria. Además, dada la variación a lo largo de las formaciones de esquisto en el planeta tanto en las condiciones geológicas como los factores ajenos a la geología, el grado al cual las reservas recuperables técnicamente probarán ser recuperables de un modo económico es aún incierto; esta incertidumbre sólo disminuirá a medida que las inversiones vayan teniendo lugar.

Una mayor inversión en el área permitirá obtener información sobre el comportamiento de tasas de recuperación, niveles de producción inicial de los pozos, tasas de declinación, impactos ambientales y su mitigación, así como las máximas reservas que se podrían extraer de los mismos. Dada la corta historia productiva del gas no convencional en Argentina, es poco lo que se conoce sobre el rendimiento que tendrán los pozos, sus EUR<sup>18</sup>, las tasas de recuperación y las tasas de declinación, entre otras particularidades de la ingeniería de reservorios y de producción (Di Sbroiavacca 6 y 11).

La expectativa es que en el largo plazo las reservas de gas no convencional reviertan la caída de la producción doméstica y el país deje de ser un importador neto de gas. Entre otros factores, el incentivo de las compañías extranjeras a invertir en exploración en Argentina estará asociado al nivel del precio de gas en boca de pozo, con lo cual una revisión de estos precios podría resultar en una buena señal. A pesar de la incertidumbre asociada a la industria del gas de esquisto en Argentina, y teniendo en cuenta que los

---

<sup>18</sup> Estimated Ultimate Recovery: aproximación a la cantidad de hidrocarburos que es potencialmente extraíble de un pozo o yacimiento (Di Sbroiavacca).

reportes dejan constancia de las reservas técnicamente recuperables, y no de las económicamente recuperables, no es un dato menor que el país haya mostrado interés en explotar sus reservas de gas no convencional.

En el caso de Brasil, el reporte de la EIA informa que el país tiene 18 cuencas sedimentarias onshore que están mayormente subdesarrolladas y levemente exploradas. Tres de estas cuencas (Paraná al sur, y Solimões y Amazonas en el norte) producen significativos volúmenes de petróleo y gas convencional. Estas tres cuencas también tienen suficiente información geológica para evaluar su potencial de gas de esquisto. Sin embargo, desde los años ochenta Brasil se ha enfocado principalmente en sus recursos offshore, mientras que las cuencas onshore han visto menos actividad. La perforación exploratoria de recursos de esquisto no ha tenido lugar aún. Alguna de estas cuencas puede tener potencial de esquisto pero la información pública no es suficiente para una caracterización detallada. Sin embargo, estas cuencas podrían ser prospectivas para la exploración y deberían ser evaluadas una vez que la información geológica estuviera disponible. Es importante destacar que si bien el gobierno de Brasil ha hecho la primera subasta de concesiones de exploración en 2013, las inversiones no están aseguradas puesto que la justicia brasilera discute todavía sobre la magnitud de los riesgos ambientales asociados a la técnica de la fracturación hidráulica, argumentando que podría comprometer de modo irreversible el Acuífero Guaraní, uno de los mayores del mundo (Ming).

Si bien el gas de esquisto se trata de una actividad con resultados en el muy largo plazo, es un activo del cual disponen los dos mayores consumidores de gas del Cono Sur para hacer frente a los dilemas asociados a su seguridad energética nacional.

El gas de esquisto no es la única fuente para aumentar la producción de los grandes consumidores de gas de Sudamérica. La exploración y desarrollo de nuevos yacimientos son una alternativa en la que Brasil está haciendo grandes avances, acompañados de las necesarias inversiones.

---

Brasil creó, en el marco de la crisis con Bolivia a la que más adelante se hará referencia, el Plan de Anticipación de la Producción de Gas Natural (Plangas) porque, en palabras del entonces presidente Lula da Silva, “no podíamos tener una matriz energética importante dependiendo de otro país”. El objetivo del Plangas es el descubrimiento de nuevos yacimientos que contribuyan a la autonomía energética del país (Ruiz-Caro 37). Frente a la incertidumbre asociada a la oferta del gas boliviano, y desestimando que el gas pudiera venir ya de los campos de Mariscal Sucre en Venezuela, Brasil ha considerado entonces el desarrollo de sus propias reservas con foco en los recursos de pre-sal de Mexilhão en la Cuenca de Santos y de Golfinho en el mar de Espírito Santo. El pre-sal refiere a un conjunto de rocas localizadas en aguas ultraprofundas, con potencial para la generación y acumulación de petróleo y gas natural. Se las llama pre-sal porque forman un intervalo de rocas que se extiende por debajo de una extensa capa de sal, la cual en ciertas áreas de la costa alcanza un espesor de 2.000 m. El término “pre” es usado porque, a lo largo del tiempo, esas rocas fueron siendo depositadas antes de la capa de sal. La profundidad total de esas rocas, equivalente a la distancia entre la superficie del mar y los reservorios de petróleo bajo la camada de sal, puede llegar a más de 7.000 m. La producción de hidrocarburos en la zona de pre-sal ha pasado de la etapa de exploración y desde 2008 se encuentra en la de producción (PETROBRAS, Pré-Sal).

De acuerdo a PETROBRAS, en un horizonte de veinte años la Cuenca de Santos puede producir 50 mcm/día, más de todo el gas que se producía diariamente en 2004. Se estima que los recursos naturales brasileros aun no descubiertos en materia de gas constituyen el 40% del estimado para América del Sur (Beato y Benavides 74). Una importante actividad exploratoria está en camino en el upstream brasiler, y dado que la mayor parte de las reservas de gas del país están asociadas al petróleo, cuanto más perforen las petroleras, más factible será que se descubra más gas. Por su parte, la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles – ANP), indica que la producción de los campos de pre-sal en abril de 2014 alcanzó niveles record por sexto mes consecutivo, registrando la producción de gas natural un aumento del 10,9% en relación al mismo mes del año anterior (ANP, *Recorde...*).

### 5.3 Aspectos históricos y rivalidades entre países

Habiendo hecho referencia a las cuestiones asociadas a la regulación y a aspectos técnicos, se dejará constancia ahora de acontecimientos en las relaciones entre los países de Sudamérica que también han sido factores de influencia en la no concreción del Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur.

La crisis macroeconómica que tuvo lugar en Argentina luego de la devaluación del peso en enero de 2002 configuró un nuevo patrón de precios, y los precios del gas, que ya eran bajos en comparación con los estándares internacionales además de ser los más bajos en la región, cayeron a un tercio de su nivel en dólares. Surge entonces una gran asimetría entre el mercado gasífero regional y el doméstico, puesto que los precios de exportación se vuelven más altos que el doméstico.

Con precios más bajos (boca de pozo, transmisión y distribución, en dólares), disminuyeron los incentivos a la inversión y la oferta de gas se estancó, al mismo tiempo que los productores tenían un incentivo para aumentar sus exportaciones. Como consecuencia de la recuperación de la economía, la demanda doméstica registró un enorme aumento. Dado que la capacidad de suministro no era suficiente para hacer frente a esta demanda, en 2004 Argentina firmó un acuerdo temporario para la importación de gas boliviano durante seis meses, y esto a un precio más barato que el pagado por Brasil por el gas de Bolivia (Cronista). Más adelante se verá que el precio pagado por el gas de Bolivia es un asunto de conflicto con el gobierno de Brasilia. Lo que es relevante destacar en el análisis del proceso de integración gasífera regional es que este acuerdo no permitía que el gas boliviano sea exportado por Argentina a ningún otro país. Esta cláusula pone a la luz el histórico conflicto<sup>19</sup> entre Chile y Bolivia por la salida de este último al mar, puesto que puede pensarse que la cláusula hace referencia, de modo tácito, a las necesidades de gas de Chile.

---

<sup>19</sup> Como resultado de la Guerra del Pacífico (1879-1883) en la cual se enfrentaron Bolivia, Chile y Perú, Bolivia perdió la salida al Océano Pacífico (Encyclopaedia Britannica).

La devaluación del peso argentino no sólo afectó la oferta doméstica de gas, sino que tuvo su correlato en las relaciones bilaterales con Chile. Ya hacia 2004 se hacía manifiesta la primera crisis de abastecimiento interno de gas en Argentina, y a medida que la crisis se fue profundizando la principal variable de ajuste fue el progresivo aumento de las interrupciones de suministro a Chile. Los cortes llegaron al 40% en 2004, mientras que en 2006 y 2007 se registraron interrupciones del 50% y 60% (Kozulj 12).

Para ese entonces, en Chile se había optado por incorporar un mayor porcentaje de gas en su matriz energética, entre otros motivos para hacer frente a la vulnerabilidad de la energía hidroeléctrica frente a factores climáticos impredecibles. Estos cortes han tenido en Chile efectos extensos, dado que el gas natural es uno de los insumos más importantes que Chile utiliza en la producción de su energía eléctrica, con lo cual en el sistema eléctrico se produjo un incremento de los costos de generación (Ruiz-Caro 45). Como consecuencia de estos cortes, Chile decidió buscar nuevas fuentes de abastecimiento puesto que no veía en Argentina a un socio confiable. Dada su escasez de recursos gasíferos autóctonos, y en vista de la creciente demanda de gas para sus plantas de ciclo combinado, Chile decide impulsar la propuesta del Anillo Energético Sudamericano, además de comenzar a analizar la posibilidad de importar gas por buques metaneros tal como se citó en el apartado anterior.

El potencial para una integración energética más estable y profunda se ha visto minado no sólo por cambios repentinos en el mercado, tales como el resultante de la devaluación Argentina en 2001, sino también por el resurgimiento de rivalidades entre Bolivia, Chile y Perú.

En el capítulo anterior se ha mencionado que Perú no tendría las reservas necesarias para hacer viable el Anillo Energético Sudamericano, puesto que destina su producción al consumo doméstico y a volúmenes de exportación al hemisferio norte comprometidos mediante un contrato de largo plazo. La participación de Bolivia sería entonces más que necesaria para hacer frente a las exigencias del proyecto. Sin embargo, ya se ha hecho mención a la férrea voluntad de Bolivia de no exportar ni un metro cúbico de gas a

Chile. Parte de la explicación subyacente se encuentra en la política doméstica boliviana. Hacia fines de 2003, en Bolivia tuvo lugar una contienda anti-liberal que forzó al presidente Gonzalo Sánchez de Lozada a terminar prematuramente su segundo mandato. El enorme descontento tuvo lugar durante la “Guerra del Gas”, cuando el Gobierno mantenía el nivel de regalías sobre los hidrocarburos a pesar de haber congelado los salarios públicos para controlar el déficit. En ese entonces, el presidente tenía en carpeta un proyecto de venta de gas natural, a bajo precio, a un consorcio internacional que exportaría el mismo a California a través de un puerto chileno. Una gran parte de la población consideraba esta propuesta como el epítome de la exclusión del sector trabajador en la sociedad de mercado contemporánea, y se manifestaba contra un ajuste presupuestario que impactaría directamente sus finanzas. Una de las consecuencias de esta revuelta, que dejó un saldo de 30 víctimas mortales, fue la paralización del proyecto de exportación de gas a través de Chile, además de la ya mentada deposición del presidente (Silva). La situación doméstica boliviana en relación a los hidrocarburos fue un factor de gran peso en la política energética del país y su vínculo con países vecinos en relación a las exportaciones de gas. La política en torno al gas en Bolivia es un claro ejemplo del modo en que las relaciones de política energética entre países no logran analizarse en profundidad si se desconoce el elemento de política doméstica de los actores en cuestión.

A esto debe agregarse el hecho de que la demarcación de la frontera marítima entre Chile y Perú luego de la Guerra del Pacífico ha constituido una barrera importante a la evolución de las negociaciones entre ambos países, lo cual tiene por consiguiente un impacto negativo en las perspectivas de éxito del Anillo Energético Sudamericano. En el apartado dedicado al GNL se mencionó que Perú decide involucrarse en un proyecto de exportación de gas que, en un principio, no parece ser la alternativa más rentable en comparación con el suministro a su vecino país. La explicación podría encontrarse en el enorme peso que tiene este conflicto en la relación entre los países. Otra pregunta que podría hacerse es si en verdad los grandes socios que tendría el Anillo Energético Sudamericano, Argentina y Brasil, tenían realmente interés en recibir gas de Camisea, puesto que de haber sido así se podría haber esperado un papel más activo en las negociaciones que visara a acercar posiciones entre los países de la región. Chile

necesitaba alternativas al gas de Argentina, pero y la perspectiva de recibir gas de sus vecinos Perú y Bolivia no se veían promisorias.

La crisis del gas en Argentina dejaba a Bolivia bien posicionada como suministrador de gas para el Cono Sur (Isbell 3). Sin embargo, y más allá de las rivalidades derivadas de la Guerra del Pacífico, la participación de Bolivia en el Anillo Energético Sudamericano y en cualquier otro proyecto de integración regional que tenga al gas como eje propulsor está condicionada a la competitividad del gas boliviano. Ya se ha hecho mención al movimiento interno contra la liberalización de la economía boliviana que tuvo lugar hacia 2004, puesto que un amplio sector de la sociedad percibía que los inversores extranjeros captaban una porción más que sustancial de la renta gasífera sin mejoras en la situación económica a cambio (Kozulj 13). Es entonces que en 2005 Bolivia sancionó una nueva Ley de Hidrocarburos, cuya carga fiscal tiene un impacto negativo sobre la competitividad del gas natural boliviano en la región. Mientras que en Perú las regalías oscilan entre un 5% y un 35% según el nivel de producción, en Bolivia los impuestos a la producción pasaron del 18% al 50% (Solís de Ovando y Larraín 33).

En el caso del Gasoducto del Sur, este puede ser analizado a la luz de la voluntad integracionista del presidente de Venezuela Hugo Chávez, quien deseaba que su país se consolidase como una potencia energética internacional al mismo tiempo que intentaba construir un liderazgo regional en América Latina. Siendo el detentor de las mayores reservas de gas de la región, Venezuela ve en la energía la piedra angular de la integración regional, por lo cual defiende una estrategia sudamericana que valore sus hidrocarburos y les garantice libre acceso a los mercados de la región. Hacia 2007, en la Cumbre Energética Sudamericana, Venezuela impulsó su idea de conexión gasífera de América del Sur, la cual implicaba que todos los países estuviesen conectados y así poder comprar y vender gas entre ellos, creándose un mercado regional energético. Sin mayor precisión sobre los aspectos técnicos ni sobre las relaciones bilaterales entre los potenciales países interesados, el Gasoducto del Sur no tuvo en esta cumbre el impulso que un proyecto de tal magnitud precisa (Malamud 4). Dadas las ambiciosas características técnicas del Gasoducto del Sur, es un requisito más que necesario que los principales importadores de gas de Sudamérica, Argentina y Brasil, participen

activamente en la propuesta. Es principalmente el apoyo de Brasil de gran importancia, en vista de sus crecientes necesidades de gas y dado que la mayor parte del trazado atraviesa el país. Una de las cuestiones en juego más importantes de la Cumbre era la del liderazgo regional. Brasil parecía dispuesto a asumir su actual condición de líder regional<sup>20</sup>, lo que implicaba de alguna manera frenar las pretensiones de liderazgo de Chávez en América Latina, y en particular en América del Sur (Malamud 6).

Si bien en aquel entonces Brasil importaba alrededor del 50% de su consumo de gas de Bolivia y necesitaba diversificar sus fuentes de suministro, factores económicos impulsaban a Brasil abrirse de la propuesta del Gasoducto del Sur para enfocarse en una política de mayor autoabastecimiento gasífero. De hecho, y a pesar del entusiasmo inicial mostrado en las primeras reuniones presidenciales entre los mandatarios de Venezuela, Argentina y Brasil, finalmente la empresa PETROBRAS hizo una declaración pública explicando que los estudios realizados mostraban que la construcción de los casi 5.000 km del Gasoducto del Sur que pasarían por Brasil no presentaban ventajas para la compañía (Información Profesional). Al respecto, el presidente de Bolivia, Evo Morales, declaró que le resultaba difícil comprender que, dada la inversión asociada al Gasoducto del Sur, el gas de Venezuela resultase finalmente más barato en Brasil. Los bolivianos encuentran que el proyecto de unir Venezuela con Buenos Aires a través de un gasoducto es una estrategia para presionar a Bolivia a negociar su gas a precios más bajos. Luego de la llegada de Evo Morales al poder y la subsiguiente renegociación de los contratos de exportación de gas natural, la idea del gasoducto sería una maniobra, impulsada principalmente por Brasil, para mejorar su oportunidad de obtener precios más convenientes para sus crecientes importaciones de gas (Honty 18). Más allá de las percepciones del gobierno de Bolivia, este tipo de declaraciones pone de manifiesto la falta de un compromiso político de Brasil en participar en una propuesta de integración regional que no considera alineada con sus intereses económicos.

---

<sup>20</sup> Además de ser parte de los otrora célebres BRIC (Brasil, Rusia, India y China), en el plano energético Brasil es líder en el campo de los biocombustibles y la energía hidroeléctrica.

Por otro lado, la relación bilateral de Bolivia con uno de sus principales compradores de gas y potencial socio del futuro gasoducto no estaba falta de rispideces. Hacia 2006, la nacionalización de los hidrocarburos bolivianos afectó las relaciones entre Bolivia y Brasil. Cabe destacar que PETROBRAS es el mayor importador de gas proveniente de Bolivia. Frente a la nacionalización, PETROBRAS quería vender sus refinerías a precio de mercado, y Bolivia quería adquirirlas a su valor patrimonial; finalmente se encontró un punto medio, lo cual desde el punto de vista de Brasil representó una pérdida de activos. Como resultado de la nacionalización, PETROBRAS seguirá siendo responsable de las operaciones de los campos de donde extrae la mayor parte del gas exportado a Brasil. Sin embargo, el gas extraído es entregado a la estatal YPFB, que se encarga del transporte y la comercialización. Mientras que luego de las privatizaciones bolivianas en 1996 PETROBRAS era propietaria de todo el producto y destinaba el 18% en concepto de regalías al gobierno de Bolivia, después de la Ley de Hidrocarburos esa tributación ascendió al 50% y la empresa recibirá el valor correspondiente a los costos en boca de pozo más la participación en rentabilidad. (Ruiz-Caro 36) Es claro que para PETROBRAS, y para Brasil, la relación con Bolivia en torno al gas no es tan favorable a partir de 2005 como lo era luego de 1996.

Al margen de la nacionalización de las refinerías, uno de los principales puntos del conflicto bilateral son las regalías que PETROBRAS debe pagar a YPFB en concepto de su producción. Brasil encuentra que el precio al que importa el gas de Bolivia no es lo suficientemente competitivo para promover el desarrollo del mercado gasífero brasilero. Pero una reducción del precio de oferta implica una disminución del tributo recibido por las arcas bolivianas. En 2007, Brasil firmó con Bolivia un contrato de compra y venta de gas que estará vigente hasta el año 2019. Estas decisiones fueron tomadas en un contexto de demandas del gobierno boliviano por el pago de mayores precios por el gas exportado a Brasil, las cuales tenían lugar luego de haberse logrado un acuerdo de incremento de precios de las tarifas que Argentina paga a Bolivia. Finalmente, Brasil acordó un incremento del precio de parte sus importaciones argumentando que el precio que venía pagando al país vecino era injusto.

Pero Brasil está cambiando sus políticas de gas y electricidad, y los niveles previstos de importaciones de gas boliviano han sido revisados a la baja desde que se construyó la cadena de suministro Bolivia-Brasil. (Ruiz-Caro 39). Brasil planea hacer frente a sus incrementos de demanda de gas principalmente por sus propios hallazgos en exploración y producción, seguidos por la importación de GNL, dejando un rol menor a la participación de las compras a Bolivia (Gall). La experiencia de Brasil frente a las negociaciones con Bolivia reforzó una posición favorable a la autarquía y la diversificación de las fuentes de suministro, motivo por el cual Brasil volcó enormes recursos a la exploración offshore y construyó sus dos terminales de regasificación.

La propuesta del Gasoducto del Sur, que inicialmente sería de interés a Brasil para diversificar el origen de sus suministradores de gas, no pasó a una segunda etapa de análisis por parte de uno de los mayores interesados. Brasil ha tenido un cambio en su estrategia energética, lo cual ha resultado en detrimento del Gasoducto del Sur. Asimismo, el segundo gran comprador potencial del Gasoducto del Sur, Argentina, también desarrolló estrategias paralelas de abastecimiento, entre otras cosas al continuar confiando en el suministro de gas de Bolivia para hacer frente a la brecha entre una demanda creciente y una producción

#### **5.4 Proyectos de gasoductos en vigencia**

Habiendo citado los principales obstáculos que han tenido impacto en la no concreción de los proyectos Anillo Energético Sudamericano y Gasoducto del Sur, un último punto que merece la pena ser relevado es el grado de avance de distintas propuestas de gasoductos en vigencia

Con el riesgo de simplificar el complejo proceso subyacente a la decisión de construir o no un gasoducto, de lo que no caben dudas es el hecho de que, por tratarse de proyectos bilaterales en que sólo se ven involucrados los intereses de dos actores principales (en algunos casos, tres), podría esperarse que la voluntad política para su desarrollo sea un activo con el cual el proyecto cuente desde el inicio, lo cual minimiza enormemente la

incertidumbre asociada. Con menor incertidumbre, el acceso al financiamiento se vuelve menos difícil.

En este apartado se presentará una breve reseña, la cual no pretende ser exhaustiva, de proyectos de gasoducto en Sudamérica a nivel bilateral/trilateral. El objetivo de esta presentación es dejar constancia del hecho de que, en paralelo al análisis que cada país haga respecto de la conveniencia de participar o no en los proyectos del Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur, los países de la región continúan buscando alternativas para dar forma a su estrategia de seguridad energética.

La fuente de información para conocer el estado de avance de los gasoductos es IIRSA. Tal como se mencionó en el apartado presentando la evolución institucional de las ideas de integración energética, la iniciativa IIRSA apunta a la integración de la infraestructura regional sudamericana.

- Gasoducto Paysandú-Colonia: Argentina – Uruguay – Bolivia

En etapa de perfil, el objetivo del proyecto es de carácter estratégico porque posibilitará el aumento del intercambio de gas natural entre Argentina y Uruguay, permitiendo una mayor capacidad de transporte.

El proyecto propone interconectar con el territorio uruguayo dos gasoductos nacionales del sistema argentino: el gasoducto que abastece la zona sur, y el que abastece la ciudad de Paysandú. Esta interconexión permitiría llegar a otras localidades del interior uruguayo, además de realizar importaciones desde Bolivia o de la cuenca del noroeste argentino. Se garantiza así el abastecimiento tanto desde el punto de vista de la diversificación de proveedores (Argentina y Bolivia) como de vías de ingreso del gas. Una vez instalada la terminal de regasificación en Montevideo, el proyecto permitiría abastecer el litoral y norte del país desde los gasoductos existentes, e incluso su exportación al norte argentino.

---

Respecto al grado de concreción del proyecto, es importante destacar que la etapa de perfil es recién el primer paso, y que el proyecto está ligado a la concreción de la planta de regasificación de Montevideo.

- Gasoducto del Noreste Argentino: Argentina – Bolivia

Este proyecto se encuentra en etapa de pre-ejecución<sup>21</sup>. De una longitud de 1.500 km, la obra comprenderá el Gasoducto Troncal y los ramales provinciales que derivarán del mismo. El Gasoducto Troncal permitirá la vinculación de las reservas de gas ubicadas en el norte Argentino y en Bolivia con el Sistema Nacional Interconectado de Gasoductos Troncales, a realizarse en las proximidades de la ciudad de Santa Fe.

El objetivo de este proyecto consiste en asegurar el abastecimiento de gas natural a la Región Noreste de Argentina con el propósito de garantizar la provisión en forma sostenida para activar su uso a nivel vehicular y para producción industrial y agroindustrial. Además, el uso a nivel residencial proveerá un mayor confort y mejorará las condiciones ambientales, puesto que el gas sustituirá a otros combustibles fósiles más contaminantes.

Cabe destacar que el gas a ser provisto por medio de este gasoducto fue garantizado por la firma de un convenio marco suscrito por Bolivia y Argentina en junio de 2006. Mediante dicho acuerdo, Argentina acepta que el gas no podrá ser destinado a incrementar las exportaciones a terceros países sin el acuerdo de ambas partes. (Ruiz-Caro 36) Nuevamente, se encuentra evidencia de la negativa de Bolivia de que su gas se vendido a Chile, en una clara muestra de su política exterior de “gas por mar”.

---

<sup>21</sup> Los proyectos de inversión de la IIRSA atraviesan tres etapas en su evolución: etapa de perfil, etapa de pre-ejecución, la cual comprende a su vez las etapas de pre-factibilidad, factibilidad e inversión, y etapa de ejecución. En la etapa de perfil se estudian los antecedentes que permiten formar un juicio respecto de la conveniencia y factibilidad técnico-económica de llevar a cabo la idea del proyecto. En la etapa de pre-factibilidad se examinan con detalle las alternativas consideradas más convenientes, analizando la factibilidad y rentabilidad de las posibles alternativas. El estudio de factibilidad se orienta al análisis detallado y preciso de la alternativa que se ha considerado viable en la etapa anterior. La inversión refiere al financiamiento y al estudio de ingeniería. La tercer etapa, de ejecución, hace referencia a las actividades necesarias para la construcción física en sí (firma del contrato, compra e instalación de maquinarias y equipos, etc.) (IIRSA).

- Gasoducto URUPABOL: Uruguay – Paraguay - Bolivia

También en etapa de pre-ejecución, el objetivo del proyecto es posibilitar la diversificación de la matriz energética del Paraguay mediante la incorporación del gas natural, a través del aprovechamiento del gas boliviano para la utilización en sectores industriales, domésticos y de transporte. Además, se apunta a utilizar el gas boliviano en la generación de energía termoeléctrica que pueda ser distribuida en zonas de demanda creciente en el Paraguay, Brasil, Argentina y Uruguay, mediante el uso del sistema eléctrico de transmisión interconectado.

De una longitud de 405 km, el primer estudio de prefactibilidad determinó que la construcción del gasoducto no sería rentable. Se realizó entonces otro estudio de prefactibilidad para analizar la viabilidad de transportar GNL desde Bolivia hasta Asunción, Montevideo y poblaciones intermedias, el cual demostró que la escala del proyecto es muy pequeña para soportar la inversión requerida, además de que las condiciones de navegación en la hidrovía no permiten optimizar el transporte del GNL. No obstante lo anterior, se considera que no deben descartarse futuras evaluaciones en la medida que los desarrollos tecnológicos bajen los costos de inversión y exista la posibilidad de aumentar la escala de volumen del proyecto.

Uruguay ve en este gasoducto una alternativa de diversificación de proveedores de gas natural y un mayor desarrollo del hidrocarburo en la matriz energética nacional, sobre todo la generación térmica a través de combustibles de menor impacto ambiental. Desde el punto de vista de Bolivia, esta decisión puede interpretarse en el contexto de una reducción de la demanda de gas por parte de Brasil. Bolivia ya no puede contar con que Brasil absorberá crecientes volúmenes del gas que produce, con lo cual el país apunta a aumentar la exportación de gas natural mediante la diversificación de compradores.

- Gasoducto Aldea Brasileña-Uruguaiana-Porto Alegre: Argentina - Brasil

Este proyecto se encuentra en grado de ejecución. Su objetivo es proveer de gas natural al sur de Brasil, principalmente a las ciudades de Uruguaiana y Porto Alegre.

En la actualidad ya se encuentra construida la primera parte del trazado, el tramo “Aldea Brasileira (Argentina) – Uruguiana (Brasil)”, de 480 km, la cual fue concluida en mayo de 2000. El segundo tramo, de Uruguiana a Porto Alegre (Brasil), tendrá una longitud de 570 km.

---

## 6 Conclusión

---

Los países de Sudamérica presentan una gran asimetría en la distribución de sus recursos gasíferos y el consumo que hacen de los mismos. En este sentido, diferentes estudios muestran que es beneficioso para el agregado de países de América del Sur trabajar de modo conjunto en pos de estrategias de integración que maximicen el beneficio del grupo de países.

A nivel regional, son muchas las instituciones que han pregonado por esta integración energética, citando beneficios económicos que redundarían en un crecimiento de la autonomía energética de la región y su desarrollo económico. Desde la década de los ochenta se encuentran manifiestos que dejan constancia de la voluntad integracionista de varios organismos regionales en el plano energético. OLADE, ALADI, CEPAL, UNASUR y MERCOSUR han trabajado en numerosas reuniones con los representantes de las carteras energéticas de la región, en algunos casos llevando incluso los debates al ámbito presidencial.

En este marco es que surgieron las propuestas de integración gasífera a la luz del cual fue articulado el trabajo: el Anillo Energético Sudamericano y el Gasoducto del Sur. En el primer caso se proyectaba integrar un anillo de suministro que llevase gas de las reservas peruanas de Camisea a Chile, luego a Argentina y Brasil. El Gasoducto del Sur era una propuesta más ambiciosa, puesto que en base a las reservas de Venezuela se planeaba proveer de gas a grandes consumidores como Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay en un comienzo, para extenderse luego al resto de los países de la región y constituir una enorme cadena de suministro que vincule a los países sudamericanos.

A pesar del gran entusiasmo que despertaron en un comienzo las citadas propuestas, ninguna de las dos logró canalizar el apoyo suficiente, ni por parte de los países que serían los consumidores del gas, y mucho menos por parte del abanico de potenciales inversores que harían factibles las propuestas dada la incertidumbre asociada a los mismos. Hoy en día, estos proyectos han quedado guardados en los cajones de los ministros que algún momento mostraron interés en ellos.

La no concreción de estos dos gasoductos permite estudiar los desafíos que enfrentan las grandes propuestas de integración energética de la región, propuestas que involucran un mayor grado de cooperación que las relaciones bilaterales entre dos países con intereses comunes.

Estos desafíos han sido clasificados en tres categorías con el objetivo de tener ejes de análisis comunes a los dos proyectos: cuestiones regulatorias, desafíos de carácter técnico y conflictos históricos y actuales entre los países de la región. Se ha incluido además un cuarto apartado de análisis donde se presentan proyectos de integración gasífera mediante gasoductos que sí tienen algún grado de desarrollo y que se espera que en el corto o mediano plazo vean la luz. El objetivo de este último apartado es dejar constancia del hecho de que el no avance de los dos gasoductos bajo análisis no significa que los países involucrados hayan hecho un alto en sus políticas energéticas, sino que a pesar de la no concreción de los mismos los países continúan en la búsqueda de soluciones a sus problemáticas vinculadas al abastecimiento y utilización del gas natural.

En el caso de las cuestiones regulatorias, se subraya que las grandes inversiones exigidas por los proyectos requieren de un marco que garantice que los inversionistas recuperarán su inversión, al mismo tiempo que asegura reglas de juego claras entre países suministradores y compradores de gas, principalmente en los casos de controversias. Los organismos regionales subrayan la importancia de un comercio del gas liberalizado, en donde los precios del gas pagados por un país reflejen simplemente el precio del gas en boca de pozo más el precio de transporte. Estos organismos también ponen énfasis en la importancia de mercados competitivos, donde no haya integración vertical de sectores productivos que no son monopolios naturales. Estas exigencias derivarían en inversores que confíen en el mercado asociado para desarrollar nuevos proyectos.

Sin embargo, ni en el caso del Anillo Energético Sudamericano así como tampoco en el caso del Gasoducto del Sur los países lograron cumplir con los principales requisitos regulatorios, en parte debido a la gran incertidumbre que rodeaba a los mismos. Esta

---

falta de precisión, asociada en parte a la incertidumbre sobre las reservas, no se apoyaba sin embargo sólo en cuestiones técnicas. Si bien los países son miembros de organismos que propician la integración, al mismo tiempo no pueden descuidar sus asuntos internos y en muchos casos finalmente toman decisiones que no van en el mismo sentido que las propuestas de integración. El móvil de este tipo de decisiones es el foco en la estrategia energética que cada país tiene y en la cual el autoabastecimiento juega un rol privilegiado, lo cual en muchos casos puede resultar en una política que no favorece las políticas integracionistas. A su vez, vinculada a la incertidumbre sobre el marco regulatorio se encuentra la falta de voluntad de los inversionistas de arriesgar su capital en este tipo de proyectos.

En segundo lugar se han analizado cuestiones de carácter técnico: el GNL, las reservas probadas y probables, y el gas de esquisto y los nuevos yacimientos. El GNL ha ido evolucionando en las últimas décadas como una tecnología que compite con los gasoductos en determinadas condiciones. Este aspecto, vinculado en parte a los avances de la ingeniería, es el que ha motivado la inclusión del GNL en este apartado. Debe subrayarse la enorme componente de geopolítica asociada al GNL, puesto que frente a la rigidez de los gasoductos, el GNL permite diversificar el origen de los países de suministro, y de este modo minimizar el riesgo de interrupción del abastecimiento o cualquier otra problemática asociada a la contraparte. Se ha destacado ya que la idea de los gasoductos bajo análisis era traer gas de los yacimientos de Camisea en Perú y de Mariscal Sucre en Venezuela al resto de los países de Sudamérica. Sin embargo, no sólo que ésto no ha ocurrido, sino que además los países buscaron alternativas tanto a la brecha entre consumo y producción propia, como al excedente de producción sobre consumo. De este modo, se han analizado las motivaciones que impulsaron la construcción de las terminales de regasificación de Argentina, Brasil y Chile. Se incluyó el análisis del terminal de Uruguay puesto que, si bien el país no era un gran consumidor de gas en la época en que se discutía la viabilidad de los gasoductos, amerita ser destacado en un análisis de la integración energética de la región. También se analizó el caso de la terminal de licuefacción de Pampa Melchorita, señalándose que si bien el Perú podría haber destinado sus reservas

---

excedentes de Camisea a Chile, viabilizando así los primeros pasos del Anillo Energético Sudamericano, finalmente el país decidió exportar su producción al hemisferio norte de América.

El análisis de los aspectos técnicos pone de manifiesto que la disponibilidad de reservas es uno de los factores que deben considerarse al comienzo de toda discusión sobre una integración gasífera. En el caso específico del Gasoducto del Sur, las reservas venezolanas no eran suficientes para hacer frente a la demanda asociada al proyecto. El caso del Anillo Energético Sudamericano es ligeramente distinto, puesto que cuando se discutía la viabilidad del mismo, si bien Perú no tenía certeza sobre sus reservas probables, el país contemplaba un excedente de producción sobre su consumo y vislumbraba la posibilidad de exportarlo a México.

Frente a una demanda de gas que excede la producción, los países pueden importar, o enfocar sus esfuerzos en aumentar la producción. Es este último aspecto el que se contempla en el análisis del gas no convencional en Argentina y Brasil, y los nuevos yacimientos en Brasil. Si bien en ambos casos el horizonte de planeamiento es de mediano/largo plazo y la industria y la organización del mercado local no permiten anticipar con certeza el volumen de reservas que podrán incorporarse a la producción, sí dejan vislumbrar un horizonte optimista en cuanto a las posibilidades de autoabastecimiento. Los retos en este sentido son numerosos, pero la industria avanza a grandes pasos.

El tercer aspecto que se analizó para entender por qué no avanzaron las propuestas de gasoductos es el relacionado a la historia entre los países de la región, así como también sus relaciones comerciales y diplomáticas actuales. En el caso del Anillo Energético Sudamericano, un elemento que ciertamente no tuvo un rol a favor de la concreción del proyecto es la disputa que Chile sostiene con Perú por la delimitación de su frontera marítima, y con Bolivia por el reclamo al acceso al mar por parte del país mediterráneo, ambas disputas resultantes de la Guerra del Pacífico que tuvo lugar a fines del siglo XIX. Se ha mencionado que Chile fue el principal impulsor del proyecto, toda vez que su estrategia energética daba una gran importancia al gas y el país buscaba garantizarse

---

su suministro. Pero, sin el suministro adicional de gas de Bolivia, y sin la garantía de que las reservas de Camisea fuesen suficientes, la evolución del Anillo Energético Sudamericano no tuvo lugar, más allá de las declaraciones voluntaristas de los mandatarios. En lo que respecta al Gasoducto del Sur, la no voluntad de Brasil de apoyar el proyecto le restó impulso al mismo, ya que el país no sólo sería uno de los principales destinos del gas de Venezuela, sino que además también tenía un rol protagónico por el hecho de que el trazado del ducto inevitablemente debería atravesar el país. Al mismo tiempo, el segundo potencial consumidor del gas venezolano, Argentina, continuó desarrollando su estrategia de abastecimiento de gas, lo que se tradujo en constantes negociaciones por contratos de suministro con Bolivia que actualmente continúan vigentes. Bolivia, por su parte, si bien no estaba en los planes iniciales de abastecimiento del gasoducto, tenía un rol que jugar una vez el mismo entrara en funcionamiento. Sin embargo, para Bolivia el gas de Venezuela competía con el suyo en el suministro a Brasil, y el país continuó buscando estrategias de negociación bilaterales tanto con Brasil como con Argentina.

Según una encuesta en línea de la OLADE, la integración energética sudamericana en base al gas no será posible sin acuerdos políticos, dado que la madurez política es uno de los principales retos para conseguir la integración energética regional (OLADE, *Encuestas*). Sin acuerdos regulatorios que garanticen los compromisos asumidos entre las partes, la desconfianza por eventuales cortes de suministro jugará en detrimento de una mayor integración gasífera entre los países de la región. Se requiere de transparencia para que se desarrolle un mercado energético regional, y esta a su vez necesita del consenso de los países en torno a que su construcción es un requisito necesario para continuar avanzando hacia la integración.

Lo que está en cuestión en la temática de la integración es el hecho de que los países tienen la soberanía para administrar sus recursos energéticos, y la integración exige que los gobiernos encuentren puntos de convergencia entre las demandas de seguridad energética nacional y las derivadas de la integración sudamericana. El trabajo permite constatar que es necesario todavía hacer frente a una serie de desafíos para pasar del actual escenario de acuerdos bilaterales hacia una integración multilateral. Una política

energética regional requiere que se encuentren puntos de acuerdo entre países, de modo de conciliar el delicado equilibrio de la seguridad de suministro y la reducción de la dependencia energética, los cuales constituyen el centro de las preocupaciones nacionales en materia de energía. Al privilegiar sus intereses nacionales, los países interfieren minando la confianza en los procesos de integración, lo cual resulta en incertidumbre asociada a los mismos y, por consiguiente, en un mayor costo de los beneficios asociados.

Se ha dejado constancia de las asimetrías entre la dotación de gas, la producción y el consumo por parte de los países de Sudamérica. Teniendo en cuenta que la integración de los países en una relación de intercambio gasífero multilateral conllevaría grandes beneficios para el desarrollo económico de la región, se analizaron dos propuestas de gasoducto para tener un mayor entendimiento de los desafíos asociados a la integración. Luego de explorar tres ejes de análisis, se llega a una idea más acabada de por qué estos gasoductos no prosperaron. Se encuentran ejemplos que ilustran la preferencia por el suministro del mercado doméstico frente a restricciones de oferta, preferencia que da lugar a temor por la vulnerabilidad de potenciales suministros comprometidos bajo opciones conjuntas. Para que la integración energética gasífera de la región evolucione más allá de las propuestas formuladas en los foros de debate regional, es claro entonces que quedan varios desafíos por superar.

---

## Referencias bibliográficas

### A

ALADI. Asociación Latinoamericana de Energía. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<[http://www.aladi.org/nsfaladi/arquitec.nsf/VSTITIOWEB/quienes\\_somos](http://www.aladi.org/nsfaladi/arquitec.nsf/VSTITIOWEB/quienes_somos)>

ALADI. Asociación Latinoamericana de Energía. *Acta de la 917ª Sesión Extraordinaria del Comité de Representantes*. [En línea], 9 de noviembre de 2005. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<[http://www.aladi.org/biblioteca/Publicaciones%5CALADI%5CComite\\_de\\_Representantes%5CCR\\_Actas%5CES%5CActa-917%5CActa917.doc](http://www.aladi.org/biblioteca/Publicaciones%5CALADI%5CComite_de_Representantes%5CCR_Actas%5CES%5CActa-917%5CActa917.doc)>

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Liquefied Natural Gas in Brazil. ANP'S Experience in the Implantation of LNG Import Projects*. Rio de Janeiro: ANP, 2010.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Recorde pela Sexta Vez, Produção do Pré-Sal atinge média superior a 400 mil barris/dia*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<<http://www.anp.gov.br/?pg=70951&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1406994347776>>

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Royalties*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<<http://www.anp.gov.br/?pg=71247&m=pr%E9-sal&t1=&t2=pr%E9-sal&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1406994058966>>

---

ARPEL. Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014].

Disponible en:

<<https://www.arpel.org/about/>>

## **B**

Banco Mundial. [En línea]. [Consulta: 16 de agosto de 2014]. Disponible en:

<<http://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD.ZG/countries?display=default>>

Beato, Paulina y Juan Benavides, eds. *Gas Market Integration in the Southern Cone*. Washington: Inter-American Development Bank, 2004.

BID. Banco Interamericano de Desarrollo, 2001. *Integración Energética del Mercosur Ampliado*. [En línea]. [Consulta: 14 de septiembre 2014] Disponible en:

<[http://www.iirsa.org/admin\\_iirsa\\_web/Uploads/Documents/end\\_integracion\\_energetica\\_en\\_el\\_mercosur\\_ampliado.pdf](http://www.iirsa.org/admin_iirsa_web/Uploads/Documents/end_integracion_energetica_en_el_mercosur_ampliado.pdf)>

BP. British Petroleum. *BP Energy Outlook 2035*. [En línea], enero de 2014. [Consulta: 28 de septiembre 2014]. Disponible en:

<<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook.html>>

BP. British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy 2013*. [En línea], enero de 2014. [Consulta: 1 de abril de 2014]. Disponible en:

<<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics.html>>

---

**C**

CAF. Banco de Desarrollo de América Latina, 2013. *Informe energético sectorial. Energía: una Visión sobre los Retos y Oportunidades en América latina y el Caribe*. [En línea]. [Consulta: 14 de septiembre 2014] Disponible en: <[http://www.caf.com/\\_custom/static/agenda\\_energia/assets/caf\\_agenda\\_energia\\_vision.pdf](http://www.caf.com/_custom/static/agenda_energia/assets/caf_agenda_energia_vision.pdf)>

CALC. Cumbre de América Latina y el Caribe sobre Integración y Desarrollo, 13 de mayo de 2011. *Declaración de las Autoridades Nacionales en Materia Energética en el Marco de la Cumbre de América Latina y el Caribe sobre Integración y Desarrollo*. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.petrocaribe.org/interface.sp/database/fichero/free/751/58.PDF>>

CEPAL. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.cepal.org/cgibin/getprod.asp?xml=/noticias/paginas/3/43023/P43023.xml&xsl=/tpl/p18f-st.xsl&base=/tpl/top-bottom.xsl>>

CIER. Comisión de Integración Energética Regional. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.cier.org.uy/a05-cier/01funciones/index.htm>>

Costa, Darc y Raphael Padula. “La Geopolítica de la Energía, el Gasoducto del Sur y la Integración Energética Sudamericana”. *Centro Argentino de Estudios Internacionales. Programa de Integración Regional*. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.caei.com.ar/working-paper/la-geopol%C3%ADtica-de-la-energ%C3%AD-el-gaseoducto-del-sur-y-la-integraci%C3%B3n-energ%C3%A9tica>>

---

Cronista.com. Texto Completo del Convenio Temporario de Venta de Gas Natural entre la República Argentina y la República de Bolivia. [En línea], 20 de abril de 2004.

[Consulta: 5 de octubre de 2014]. Disponible en:

<<http://www.cronista.com/impresageneral/Texto-completo-del-convenio-temporario-de-venta-de-gas-natural-entre-la-Argentina-y-Bolivia-20040421-0128.html>>

## D

Di Sbroaivacca. “Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de Situación y Prospectiva.”. Fundación Bariloche. Documento de Trabajo. [En línea], agosto de 2013.

[Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<<http://www.brookings.edu/research/opinions/2011/10/10-energy-security-ebinger/>>

## E

Ebinger, Charles K. “The Meaning of Energy Security Depends on Who You Are”.

*Brookings Institution*. [En línea], 10 de octubre de 2011. [Consulta: 13 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<<http://www.brookings.edu/research/opinions/2011/10/10-energy-security-ebinger/>>

El Universo. “Lula, Kirchner y Chávez iniciaron reunión en São Paulo”. [En línea], 26 de abril de 2006. [Consulta: 4 de octubre de 2014]. Disponible en:

<<http://www.eluniverso.com/2006/04/26/0001/14/6FB98FD6D3774D4E9E3B55B864F9CF25.html>>

Encyclopaedia Britannica. *War of the Pacific*. [En línea]. [Consulta: 7 de febrero de 2015] Disponible en: <<http://global.britannica.com/EBchecked/topic/437568/War-of-the-Pacific>>

---

Endesa Educa. “Centrales Térmicas de Ciclo Combinado”. [En línea]. [Consulta: 13 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<[http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado)>

Energy Information Administration. U.S. Department of Energy. [En línea]. [Consulta: 16 de agosto de 2014]. Disponible en:<<http://www.eia.gov/countries/>>

Energy Information Administration. U.S. Department of Energy. “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”. [En línea], junio de 2013. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:

<<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>

ESMAP. Energy Sector Management Assistance Program. *Integration Strategy for the Southern Cone Gas Networks*. Washington: World Bank, 2007.

Excelerate Energy. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://excelerateenergy.com/vessels>>

## **F**

Frackwire. Mineral Rights & Fracking. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://frackwire.com/mineral-rights/>>

---

**G**

Gall, Norman. “Gas en Bolivia: Conflictos y Contratos”. Análisis del Real Instituto Elcano. ARI N° 103. Madrid: Real Instituto Elcano, 2006. Citado en Ariela Ruiz-Caro: “Puntos de Conflicto de la Cooperación e Integración Energética en América Latina y el Caribe”. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Santiago de Chile: CEPAL, Naciones Unidas, marzo de 2010.

Gas Sayago. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:  
<<http://www.gassayago.com.uy/index.php/proyecto-gnl-del-plata> >

GNL Mejillones. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:  
<<http://www.gnlm.cl/sitio/acerca-de-gnlm/quienes-somos/>>

GNL Quintero. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:  
<<http://www.gnlquintero.com/nosotros/historia.htm>>

González Cruz, Diego J. “El Gas Venezolano como Factor de Integración Regional”. *Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en:  
<<http://library.fes.de/pdf-files/bueros/caracas/05535.pdf>>

Guichón, Diego. “Integración y Seguridad Energética en Países Exportadores de Saldos”. *Aportes para el Debate*.22 (7 de agosto de 2009): 115-126.

**H**

Hartley, Peter y Kenneth B. Medlock. “Political and Economic Influences on the Future World Market for Natural Gas”. *Geopolitics of Natural Gas Study. Program on Energy and Sustainable Development*. [En línea], marzo de 2005. [Consulta: 13 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://pesd.fsi.stanford.edu/>>

---

Hill, Christopher. "The Domestic Sources of Foreign Policy". *The Changing Politics of Foreign Policy*. New York: Palgrave Macmillan, 2003.

Honty, Gerardo. "Interconexión energética sin integración política". *Revista del Sur*. 165 (Mayo/Junio 2006): 13 – 26.

## I

IIRSA. Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Energética Regional Suramericana. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.iirsa.org/Event/Detail?Id=145>>

IIRSA. Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Energética Regional Suramericana. *Gasoducto Aldea Brasileña (Argentina)-Uruguaiana-Porto Alegre*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <[http://www.iirsa.org/proyectos/detalle\\_proyecto.aspx?h=315](http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=315)>

IIRSA. Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Energética Regional Suramericana. *Gasoducto del Noreste Argentino*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <[http://www.iirsa.org/proyectos/detalle\\_proyecto.aspx?h=318](http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=318)>

IIRSA. Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Energética Regional Suramericana. *Gasoducto Paysandú-Colonia*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <[http://www.iirsa.org/proyectos/detalle\\_proyecto.aspx?h=789](http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=789)>

IIRSA. Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Energética Regional Suramericana. *Gasoducto URUPABOL*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <[http://www.iirsa.org/proyectos/detalle\\_proyecto.aspx?h=216](http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=216)>

---

Independencia Energética Argentina. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://frackingargentina.org/fracking-mitosyrealidades/>>

Información Profesional. “PETROBRAS pondría Fin al Sueño de Chávez del Gasoducto del Sur”. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.iprofesional.com/notas/56964-PETROBRAS-pondra-fin-al-sueo-de-Chavez-del-Gasoducto-del-Sur>>

Isbell, Paul. “El Gas: una Cuestión Conflictiva en América Latina”. *Real Instituto El Cano*. ARI N° 48/2006. [En línea], 21 de abril de 2006. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <[http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM\\_GLOBAL\\_CONTEXT=/elcano/elcano\\_es/programas/geoestrategia+de+la+energ\\_a/publicaciones/es/cenario+regional/ari+48-2006](http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/geoestrategia+de+la+energ_a/publicaciones/es/cenario+regional/ari+48-2006)>

## K

Kozulj, Roberto. “Situación y Perspectivas del Gas Natural Licuado en América del Sur”. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Santiago de Chile: CEPAL, Naciones Unidas, febrero de 2008.

## M

Malamud, Carlos. “La Cumbre Energética de América del Sur y la Integración Regional: un Camino de buenas (y no tan buenas) Intensiones”. *Real Instituto El Cano*. Documento de Trabajo. [En línea], 17 de mayo de 2007. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <[http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM\\_GLOBAL\\_CONTEXT=/elcano/elcano\\_es/programas/geoestrategia+de+la+energ\\_a/publicaciones/es/cenario+regional/dt+18-2007](http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/geoestrategia+de+la+energ_a/publicaciones/es/cenario+regional/dt+18-2007)>

---

Mayorga Alba, Eleodoro. *Foro de Integración Energética Chile-Perú*. [En línea], 13 de noviembre de 2013. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <[http://web.sofofa.cl/wp-content/uploads/2014/03/13\\_EMayorga.pdf](http://web.sofofa.cl/wp-content/uploads/2014/03/13_EMayorga.pdf)>

MERCOSUR, Memorándum 10/99 del. (Memorándum de Entendimiento relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el MERCOSUR, aprobado por Decisión del Consejo del Mercado N° 10/99)

MERCOSUR. Mercado Común del Sur. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.mercosur.int/>>

MECON. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. República Argentina. *Ley 26.197 de Hidrocarburos*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123780/norma.htm>>

Mercados Energéticos. “Cono Sur de América Latina: Infraestructura de Transporte de Gas Natural, a Diciembre de 2000”. Citado en BID: *Integración Energética del Mercosur Ampliado*.

Ming, Celso. “Indefinições no gás de xisto”. Estadão. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://economia.estadao.com.br/blogs/celso-ming/2014/07/04/indefinicoes-no-gas-de-xisto/>>

Ministerio de Industria, Energía y Minería. República Oriental del Uruguay. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en: <<http://www.miem.gub.uy/web/energia/-/proyecto-gnl-del-plata>>

---

**O**

OLADE. Organización Latinoamericana de Energía. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://www.olade.org/es/quienes-somos>>

OLADE. Organización Latinoamericana de Energía. *Encuestas*. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre de 2014]. Disponible en: <<http://expertosenred.olade.org/integracion>>

OLADE. Organización Latinoamericana de Energía, 2013. *Rol del Gas Natural en el Desarrollo Económico y Social de América Latina*. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre 2014] Disponible en: <<http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Rol%20gas%20natural%20desarrollo%20ec-soc.pdf>>

OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) y UNASUR (Unión de Naciones Suramericanas), 2012. *Unasur: un Espacio que consolida la Integración Energética*. [En línea]. [Consulta: 27 de septiembre 2014] Disponible en: <<http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/UNASUR%20-%20Un%20espacio%20que%20-completo.pdf>>

**P**

Penn Energy. “China begins using world’s longest gas pipeline”. [En línea], 31 de diciembre de 2012. [Consulta: 27 de septiembre 2014] Disponible en: <<http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2012/12/china-begins-using-worlds-longest-gas-pipeline.html>>

Perú LNG. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en: <<https://portal.perulng.com/irj/go/km/docs/documents/PLNG%20Website/index.htm>>

---

PERUPETRO. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en:  
<<http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site/nuestra%20empresa/quienes%20somos>>

PETROBRAS. *Pré-Sal*. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en: <<http://www.PETROBRAS.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>

PETROBRAS. *Iniciamos Operação do Terceiro Terminal de Regaseificação de GNL*. [En línea]. [Consulta: 1 de enero de 2015] Disponible en:  
<<http://fatosedados.blogspetrobras.com.br/2014/01/24/iniciamos-operacao-do-terceiro-terminal-de-regaseificacao-de-gnl/>>

Planalto. *Terminal de Regaseificação da Bahiavai atender maior Mercado do Nordeste*. [En línea]. [Consulta: 1 de enero de 2015] Disponible en:  
<<http://blog.planalto.gov.br/terminal-de-regaseificacao-da-bahia-vai-atender-maior-mercado-do-nordeste/>>

Portal Energético Internacional. “No habrá Gasoducto del Sur”. [En línea], [consulta: 4 de octubre de 2014] <[http://gabinete.org.ar/Agosto\\_2007/gasoductos.htm](http://gabinete.org.ar/Agosto_2007/gasoductos.htm)>

## R

Rodríguez, Juan José. “Operaciones de Regasificación de GNL en Argentina”. Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas. [En línea], 31 de agosto de 2011. [Consulta: 31 de agosto 2014] Disponible en:  
<<http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/presentacionesjornadas/21.pdf>>

---

Roubik Rojas, Eduardo y Victor Villaroel Muñoz. “Mercado de GNL en Chile”. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en:  
<[http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/GNLdispatch/index\\_files/Page310.htm](http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/GNLdispatch/index_files/Page310.htm)>

RPP Noticias. “Todo lo que debe saber sobre la Planta de Licuefacción Melchorita”. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en:  
<[http://www.rpp.com.pe/2010-06-10-todo-lo-que-debe-saber-sobre-la-planta-de-licuefaccion-melchorita-noticia\\_271356.html](http://www.rpp.com.pe/2010-06-10-todo-lo-que-debe-saber-sobre-la-planta-de-licuefaccion-melchorita-noticia_271356.html)>

Ruiz-Caro, Ariela. “Puntos de Conflicto de la Cooperación e Integración Energética en América Latina y el Caribe”. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Santiago de Chile: CEPAL, Naciones Unidas, marzo de 2010.

## S

Secretaría de Energía de la Nación. República Argentina. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en:  
<<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>>

Silva, Eduardo. “The Argument: Explaining Episodes of Anti-Neoliberal Contention in Latin America”. *Challenging Neoliberalism in Latin America*. Cambridge University Press, 2009. 123 – 146.

Solís de Ovando, Lino y Sara Larraín. *Anillo Energético Sudamericano. Desafíos para la Integración Energética del Cono Sur*. Programa Chile Sustentable, 2005.

---

**T**

Torres Orías, Guillermo. *La Prensa*. La Paz, 22 de enero de 2006. Citado en Gerardo Honty: “Interconexión energética sin integración política”. *Revista del Sur*. 165 (Mayo/Junio 2006): 13 – 26.

Tratado de Asunción. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en: <[http://www.mercosur.int/msweb/portal%20intermediario/es/archivos/destacado1\\_es.doc](http://www.mercosur.int/msweb/portal%20intermediario/es/archivos/destacado1_es.doc)>

Terminal GNL Quintero. [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre de 2014] Disponible en: <<http://www.expansiva.cl/media/archivos/20100819183505.pdf>>

**U**

UNASUR. Unión de Naciones Suramericanas. *Declaración de la III reunión del Consejo Energético de Suramérica*. [En línea], 18 de mayo de 2012. [Consulta: 27 de septiembre de 2014] Disponible en: <<http://docs.unasursg.org/alfresco/faces/jsp/search/advanced-search.jsp>>

UNASUR. Unión de Naciones Suramericanas. *Declaración de Margarita. Construyendo la Integración Energética del Sur*. [En línea], 17 de abril de 2004. [Consulta: 4 de octubre de 2014] Disponible en: <<http://docs.unasursg.org/alfresco/faces/jsp/search/advanced-search.jsp>>

**V**

Victor, David G., Jaffe, Amy. M. y Mark H. Hayes. *Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040*. New York: Cambridge University Press, 2006.

**W**

World Energy Council. *Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*. London: World Energy Council, 2010.

**Y**

Yergin, Daniel. "Ensuring Energy Security". *Foreign Affairs*. Volumen 85, No. 2 (2006): 69–82.