

Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina

Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles

Nicolás Di Sbroiavacca
Hilda Dubrovsky
Gustavo Nadal
Rubén Contreras Lisperguer



Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.



www.cepal.org/es/publications



www.cepal.org/apps

**Rol y perspectivas del gas natural en la
transformación energética de América Latina**

**Aportes a la implementación del Observatorio Regional
sobre Energías Sostenibles**

Nicolás Di Sbroiavacca
Hilda Dubrovsky
Gustavo Nadal
Rubén Contreras Lisperguer



Este documento fue preparado por Nicolás Di Sbroiavacca, Hilda Dubrovsky y Gustavo Nadal, investigadores de la Fundación Bariloche, y Rubén Contreras Lisperguer, funcionario de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco del proyecto “Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para América Latina y el Caribe (ROSE)”, financiado por la cuenta de las Naciones Unidas para el desarrollo.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas de esta publicación no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas
LC/TS.2019/23
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2019
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.18-01057

Esta publicación debe citarse como: N. Di Sbroiavacca, H. Dubrovsky, G. Nadal y R. Contreras, “Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles”, *Documento de Proyectos* (LC/TS.2019/23), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2019.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Publicaciones y Servicios Web, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Introducción	5	
I. Estado de situación actual en los principales países de Sudamérica, en términos de disponibilidad de Reservas e infraestructura en cuanto a la oferta de Gas Natural	7	
II. Mapeo y descripción de la información recopilada, donde se detalla la infraestructura actual y futura de oferta de gas natural para los siguientes países	13	
A. Argentina	13	
B. Estado Plurinacional de Bolivia	17	
C. Brasil	19	
D. Colombia	21	
E. Chile	24	
F. Ecuador	25	
G. Paraguay	27	
H. Perú	27	
I. Trinidad y Tabago	29	
J. Uruguay	30	
K. República Bolivariana de Venezuela	32	
III. Consideraciones finales y conclusiones	35	
Bibliografía	39	
Cuadros		
Cuadro 1	Reservas, Producción, Consumo e Intercambios de Gas Natural, 2016	8
Cuadro 2	Importaciones de gas natural por tipo de medio (Gasoducto o GNL), 2016	9
Cuadro 3	Argentina: Capacidad de Gasoductos Troncales	14

Cuadro 4	Capacidad de los Principales Gasoductos de Integración Regional de Argentina	16
Cuadro 5	Proyectos Relevados: Gasoductos de Integración, Plantas de Licuefacción y Regasificación	37
 Mapas		
Mapa 1	Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración, Plantas de Licuefacción y Regasificadoras Sudamérica, 2016 y Proyectos	10
Mapa 2	Representación esquemática de los Gasoductos de Integración, 2016 y Proyectos	11
Mapa 3	Argentina: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras, 2016 y Proyectos	15
Mapa 4	Estado Plurinacional de Bolivia: Gasoductos Troncales y Gasoductos de Integración, 2016 y Proyectos	18
Mapa 5	Brasil: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras, 2016 y Proyectos	20
Mapa 6	Colombia: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras, 2016 y Proyectos	23
Mapa 7	Chile: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras, 2016 y Proyectos	25
Mapa 8	Ecuador: Gasoductos, 2016 y Proyectos	26
Mapa 9	Perú: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas de Licuefacción, 2016 y Proyectos	28
Mapa 10	Uruguay: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas de Licuefacción, 2016 y Proyectos	31
Mapa 11	Venezuela y Trinidad y Tabago: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas de Licuefacción, 2016 y Proyectos	33

Introducción

El 1 de enero de 2016 entraron oficialmente en marcha los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible (Agenda 2030). Los ODS llaman a la acción de todos los países, pobres, de ingresos medianos y ricos, para promover la prosperidad y proteger al planeta. En los mismos se sostiene que la erradicación de la pobreza debe ir acompañada de estrategias que impulsen el crecimiento de las economías, consideren la gama de necesidades sociales (incluida la educación, la salud, la protección social y el empleo) y aborden el cambio climático y la protección del medio ambiente.

El ODS #7 —el objetivo de energía— apunta a asegurar el acceso a la energía en forma económica, confiable, sostenible y moderna para todos, así relacionando la sostenibilidad energética a los otros 16 ODS sociales, económicos y ambientales.

Es así como los desarrollos recientes indican la necesidad de evaluar cuidadosamente la evolución e implementación de las diferentes dimensiones del ODS7. Es por este motivo, que la CEPAL ha desarrollado el proyecto “Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para la Región de América Latina y el Caribe” (‘ROSE’ de sus siglas en inglés). ROSE tiene como objetivo fortalecer las capacidades técnicas de la región para generar conjuntos de datos relevantes y exhaustivos en la forma de indicadores, y mejorar las capacidades nacionales de los países de la región, para diseñar y aplicar políticas y planes de acción, basados en evidencia, incluyendo específicamente actividades y logros previstos a desarrollar capacidades para monitorear los diversos indicadores de energía sostenible, orientados hacia el logro del ODS7.

Con el objetivo de apoyar la discusión en el diseño e implementación de políticas y planes de acciones basados en evidencia, en apoyo directo al logro del ODS7, se hace imperioso entender el rol del gas natural dentro de la actual transformación energética, hacia una matriz más renovable. Por otro lado, dado que dentro de los combustibles fósiles el gas natural ofrece menos emisiones de gases de efecto invernadero comparado con los otros combustibles fósiles (i.e. carbón y petróleo), lo que, de la mano de la actual infraestructura energética de la región, el gas natural puede ser considerado como un combustible de transición, en especial en países con un limitado acceso a la hidroenergía, y a su vez, apoyar los procesos de integración energéticos de la región.

Es así como en el presente estudio se han relevado las reservas de gas natural y la infraestructura de gasoductos troncales, gasoductos de integración, plantas de licuefacción y regasificadoras de América del Sur. Como resultado de esa tarea se ha elaborado un capítulo de análisis regional, y uno por país, ambos incluyendo mapas que permiten tener una idea aproximada de la distribución geográfica de la principal infraestructura gasífera, así como del nivel y estructura de la misma.

Es importante destacar que la mayoría de los mapas (tanto regionales como nacionales), son de elaboración propia. Debe aclararse que son mapas aproximados, que reflejan lo más grueso, o lo más importante de la infraestructura existente y futura. Ello es así, porque según la disponibilidad de información de cada país, se han elaborado a partir de diferentes fuentes con diferente alcance.

Por otra parte, se ha efectuado un relevamiento de la potencial infraestructura de oferta de gas natural.

A partir del análisis de los mapas elaborados y de la bibliografía especializada disponible, se han obtenido conclusiones sobre las posibilidades de profundizar el proceso de integración iniciado en el pasado, de manera tal, que permita aprovechar eficientemente los recursos disponibles, y las complementariedades regionales.

I. Estado de situación actual en los principales países de Sudamérica, en términos de disponibilidad de Reservas e infraestructura en cuanto a la oferta de Gas Natural

América Latina posee una amplia variedad de recursos naturales y entre ellos se destaca el gas natural. La dotación de este energético en la región, acompañada de una política de penetración del mismo en la matriz energética de los países de América Latina, ha permitido que en la actualidad el 26% de los recursos primarios utilizados en la región corresponda al gas natural.

En lo que respecta al conjunto de países sudamericanos, se aprecia que salvo en el caso de Uruguay y Paraguay, el resto de los países poseen reservas probadas de este recurso. Cabe mencionar que Chile cuenta con reservas probadas de gas en el sur de dicho país, pero no se dispone de información oficial para consignarla en el siguiente cuadro.

Las reservas probadas de gas natural en Sudamérica ascienden a 7.528 miles de millones de m³, representando el 4% de las reservas mundiales. Por su parte la producción de gas en la región se ubicó en el año 2016 en 178,8 miles de millones de m³ (representando el 5% de la producción mundial). El cociente entre el volumen de reservas y la producción (R/P), para el conjunto de países sudamericanos, arroja un valor de 42,1 años (levemente por debajo de la media mundial, del orden de 52,4 años).

Cuadro 1
Reservas, Producción, Consumo e Intercambios de Gas Natural, 2016

	Reservas Probadas MMm3	Producción MMm3	Relación R/P	Consumo		-Faltante/Sobrante		Porcentaje Importaciones sobre el consumo
				MMm3	MMm3/día	MMm3	MMm3/día	
Argentina	350 484	38 300	9,2	49 600	135,9	-11 300	-31,0	23
Bolivia (Estado Plurinacional de)	280 170	21 097	13,3	5 366	14,7	15 732	43,1	
Brasil	370 730	23 500	15,8	36 600	100,3	-13 100	-35,9	36
Colombia	124 520	10 400	12,0	10 600	29,0	-200	-0,5	2
Perú	399 030	14 000	28,5	7 900	21,6	6 100	16,7	
Ecuador	7 043	1 599	4,4	989	2,7	0	0,0	
Venezuela (República Bolivariana de)	5 696 790	34 300	166,1	35 600	97,5	-1 300	-3,6	4
Trinidad y Tabago	299 980	34 500	8,7	19 100	52,3	15 400	42,2	
Uruguay	ND			62	0,2	-62	-0,2	100
Chile	ND	1 133		4 903	13,4	-3 770	-10,3	77
América del Sur	7 528 747	178 829	42,1	170 720	467,7	7 499	20,5	
Total Mundial	186 463 040	3 551 600	52,5	3 542 900				
Porcentaje sobre total Mundial	4.0	5.0		4.8				

Fuente: Elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, 2017 y Balances Energéticos Nacionales.

El consumo total de gas en la región alcanza los 170 miles de millones de m³ (467,7 millones de m³/día), siendo Argentina, Brasil, Venezuela y Trinidad y Tobago, quienes explican el 83% de dicho volumen.

En cuanto al balance entre oferta y demanda de gas, se aprecia que la región presenta un saldo neto exportador, del orden de 7,5 miles de millones de m³ (20,5 millones m³/día).

Si bien a nivel regional se observa un equilibrio entre la oferta y la demanda de gas natural y un elevado horizonte para la relación R/P, varios países de la región tienen faltantes de gas por lo que deben recurrir a importaciones. Tal es el caso de **Argentina, Brasil, Chile, Uruguay** y marginalmente Colombia y Venezuela. En total estos países importaron en 2016 unos 81,5 millones m³/día, dichas importaciones representan el 17,4% del consumo de gas de la región.

Por otra parte, países como **Bolivia, Perú y Trinidad y Tabago** son netos exportadores, presentando Ecuador una situación equilibrada. En total estos países exportaron en el año 2016 unos 102 millones m³/día.

Los seis países de Sudamérica que importan gas se abastecen utilizando gasoductos y en el caso de Argentina, Brasil, Chile y Colombia estos también poseen plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL).

Se observa en el siguiente cuadro que sobre el total de las importaciones registradas en el 2016 (ubicadas en el orden de los 81,5 millones de m³/día), el 57% correspondieron a importaciones de gas natural vía gasoducto y el 43% de gas natural como GNL. Países como Argentina y Brasil tienen diversificadas las fuentes de aprovisionamiento (gasoducto y GNL), mientras que otros tales como Chile y Colombia sólo lo hacen vía GNL y por su parte Venezuela y Uruguay solo vía gasoducto.

Cuadro 2**Importaciones de gas natural por tipo de medio (Gasoducto o GNL), 2016**

Importaciones	Gasoducto MMm3/día	GNL MMm3/día	Total MMm3/día
Argentina	15,4	15,6	31,0
Brasil	27,7	8,2	35,9
Colombia	0,0	0,5	0,5
Venezuela (República Bolivariana de)	3,6	0,0	3,6
Uruguay	0,2	0,0	0,2
Chile	0,0	10,3	10,3
Total	46,8	34,6	81,5
Medio	57	43	

Fuente: Elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, 2017 y The LNG industry. GIIGNL Annual Report 2017.

En cuanto a las fuentes de aprovisionamiento de gas importado, el proveedor regional más relevante de gas natural vía gasoducto es Bolivia (con 43,1 millones m³/día, representado el 53% de las importaciones de gas de la región), mientras que en el caso del GNL los proveedores son extra-regionales y regionales, destacándose entre estos últimos Trinidad y Tobago quien provee el 37% de las importaciones de GNL de la región (alrededor de 12,7 millones m³/día). Los restantes 22 millones m³/día de GNL (27% del total importado) corresponden a importaciones provenientes de países por fuera de la región (principalmente de Qatar, Nigeria y USA). Por su parte Perú, que exporta el equivalente a 16,7 millones de m³/día de gas en forma de GNL, lo hace a países fuera de la región sudamericana (tales como México, España, Francia, China, entre otros).

En síntesis, sobre un total de 81,5 millones m³/día de gas importado en Sudamérica (volumen que representa el 17,4% del consumo de gas de Sudamérica), el **73% de ese mercado es abastecido por gas propio de la región** (principalmente de Bolivia y Trinidad y Tabago) y **el restante 27%** (unos 22 millones m³/día), **por países extra-región.**

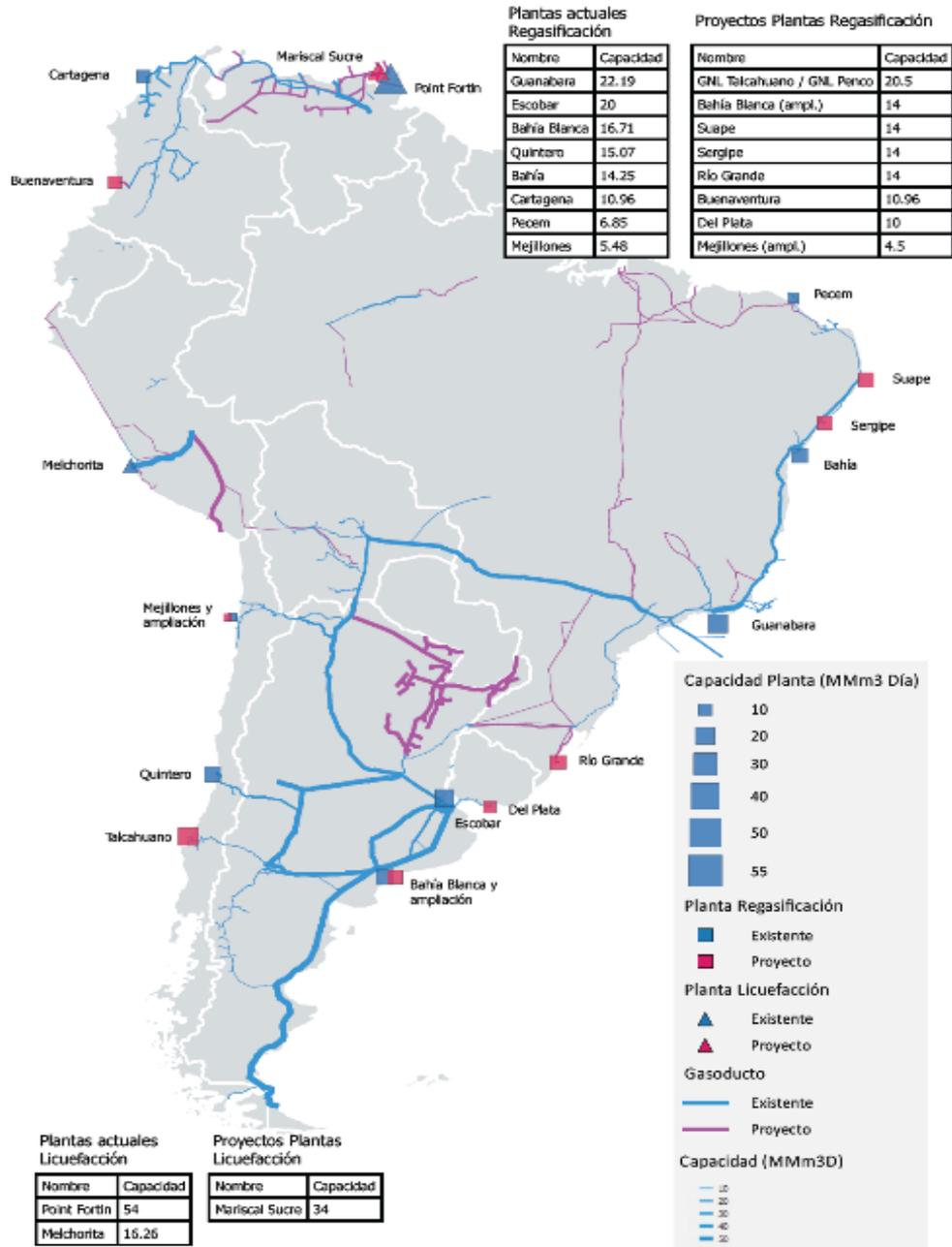
En los siguientes dos mapas se presentan las interconexiones internacionales existentes en Sudamérica, así como las plantas de licuefacción y regasificadoras y los proyectos relevados.

Cabe destacar que la región posee **2 plantas de licuefacción** (Gas Pampa Melchorita en Chíncha, Perú y Atlantic LNG en Point Fortin, Trinidad y Tabago), con una capacidad de procesamiento entre ambas de **70 millones m³/día.**

Además la región posee **8 plantas de regasificación de GNL** (Quintero y Mejillones en Chile, Bahía Blanca y Escobar en Argentina, Pecem, Guanabara y Bahía en Brasil y Cartagena en Colombia), con una capacidad en conjunto de **111,5 millones m³/día.**

En cuanto a los gasoductos de integración, la región posee **16 gasoductos de integración** (7 de ellos entre Argentina y Chile, 2 entre Argentina y Uruguay, 1 entre Argentina y Brasil, 3 entre Bolivia y Argentina, 2 entre Bolivia y Brasil y 1 entre Colombia y Venezuela). La capacidad de transporte instalada en dicha infraestructura alcanza los **121 millones m³/día.**

Mapa 1
Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración, Plantas de Licuefacción y Regasificadoras Sudamérica, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

Mapa 2
Representación esquemática de los Gasoductos de Integración, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

II. Mapeo y descripción de la información recopilada, donde se detalla la infraestructura actual y futura de oferta de gas natural para los siguientes países

A. Argentina

Argentina es uno de los países de la región con mayor tradición en el uso de gas. Los antecedentes se remontan al año 1824 momento en que se utilizaba gas de hidrógeno de gasógeno para la iluminación, sin embargo recién en el año 1947 con la inauguración del gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires (1.700 km de distancia), se conectan los yacimientos del sur con la demanda, constituyéndose así en uno de los primeros países en acceder al consumo masivo de gas natural.

El descubrimiento del yacimiento Loma La Lata, ubicado en la Provincia de Neuquén en el año 1977, consolida el rol del gas natural dentro del país, que conjuntamente con una política energética que propició su utilización, principalmente en reemplazo de combustibles fósiles líquidos, permitió su penetración en la matriz energética nacional, alcanzando en el año 2015 una participación del 52% en la oferta de energía primaria.

El país posee reservas probadas de gas natural del orden de 350,5 miles de millones m³, una producción de 105 millones m³/día y una relación R/P de 9,2 años (una de las más bajas de la región). De acuerdo al Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, las reservas probables ascienden a 160,4 miles de millones m³ y las posibles a 158,3 miles de millones m³. Por su parte en concepto de recursos se consignan 252 miles de millones m³ (sería el equivalente a recursos prospectivos).

Adicionalmente y de acuerdo a la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (Energy Information Administration – EIA, dependiente del DOE: Departamento de Energía USA), en

su informe de 2013 denominado: *World Shale¹ Gas and Shale Oil Resources assessment*, la Argentina poseería 802 Tcf de recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural (equivalentes a 21.654 miles de millones de m³) y 27.000 millones de barriles de petróleo (equivalente a 4.293 millones de m³). Esto representaría respectivamente 62 y 11 veces las reservas probadas actuales de hidrocarburos convencionales.

La magnitud de estos recursos no convencionales de gas natural ubicados en Argentina (principalmente en la Provincia de Neuquén donde se encuentra la formación Vaca Muerta), posicionan a este país como un actor que podría jugar un rol clave en el futuro como posible oferente de excedentes de gas en el mediano y largo plazo. El proceso de explotación de dicho recurso comenzó en el año 2010. Hacia junio de 2017 se habían realizado 734 pozos y la extracción de gas natural obtenida del shale (5,9 millones m³/día) representó el 5% de la producción total de gas del país. Por otra parte, cabe destacar el rol que está teniendo otro recurso no convencional como lo es el tight gas². Este recurso se viene explotando desde el año 2010, pero en forma más intensiva desde el 2013. Con unos 903 pozos perforados hasta junio de 2017, y una producción de 25,5 millones m³/día, aporta el 20% de la producción de gas natural del país. En definitiva los no convencionales (shale gas y tight gas), contribuyen en la actualidad el 25% de la producción nacional de gas. Cabe destacar que fuera de Estados Unidos, sólo en Canadá, China y Argentina se explota comercialmente shale y tight gas³.

El gas natural actualmente en dicho país abastece al 56% de las viviendas del país. Para ello Argentina cuenta con una extensa capacidad de transporte conformada principalmente por cinco gasoductos troncales cuya longitud alcanza los 15.923 km y 1,16 millones de HP de potencia instalada en compresoras. La antigüedad de las instalaciones es variable, estimándose que más del 40% de las cañerías y más del 15% de la potencia instalada tienen una edad mayor a 40 años⁴.

Cuadro 3
Argentina: Capacidad de Gasoductos Troncales

Gasoductos Troncales	Capacidad MMm ³ /día
Neuba I	15,15
Neuba II	31,11
Centro Oeste	34,10
Norte	28,52
General San Martín	40,89
TOTAL	149,77

Fuente: Elaboración propia en base a Informe ENARGAS 2015.

Existen dos empresas (Transportadora de Gas de Norte y Transportadora de Gas del Sur), encargadas de operar y administrar los gasoductos troncales, y nueve empresas distribuidoras de gas, las que poseen una red de distribución con una longitud total de 138.200 km. Estas atienden a 8,19 millones de usuarios distribuidos en todo el territorio nacional.

Durante los años 90 se realizaron un conjunto de inversiones en gasoductos orientados a la exportación. A estos gasoductos de integración se le suma el antecedente del gasoducto de importación de gas de Bolivia, inaugurado en el año 1972.

¹ El shale gas es un gas alojado en esquistos, también conocido como roca madre. Esta roca se caracteriza por poseer una muy baja permeabilidad y porosidad, de allí que se requiera de las técnicas de pozos horizontales y fracturas hidráulicas para su extracción.

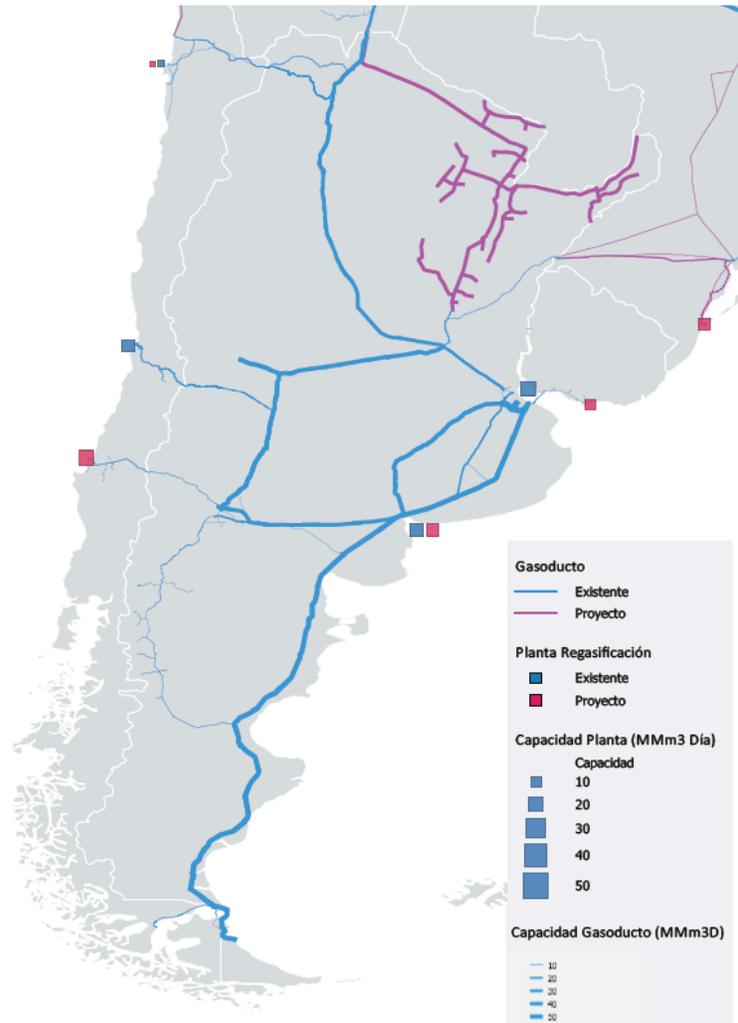
² Cómo tight gas se define al gas natural extraído de reservorios conformados básicamente por areniscas muy compactas, o sea de baja permeabilidad. La técnica de extracción es similar a la del shale gas (pozos horizontales y fracturas hidráulicas), pero a menores profundidades. En Argentina estos recursos son considerados no convencionales y acceden a los mismos beneficios de precios y otras condiciones que se han implementado para el desarrollo del shale.

³ EIA, Argentina and China lead shale development outside North America in first-half 2015, June 2015.

⁴ IAPyG. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. Buenos Aires, Argentina, 2015.

Acerca del abastecimiento se aprecia que en el año 2016 el 23% del gas fue importado, ya sea vía gasoducto desde Bolivia y como GNL. En dicho año las importaciones desde el país vecino ascendieron a 15,4 millones m³/día (cabe destacar que el contrato de abastecimiento entre dichos países contempla un máximo de exportaciones hacia Argentina de 27 millones m³/día y vence en el año 2026). El resto, unos 15,6 millones m³/día se importó como GNL a través de buques regasificadores, los que son descriptos más adelante. Sobre un consumo de 136 millones m³/día, el 26% se destina a la generación de electricidad.

Mapa 3
Argentina: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

En la actualidad el país dispone de 13 conexiones gasíferas internacional (ver detalle de capacidades en Mapa 1.2 de la sección anterior). Si bien la mayoría de ellos fueron originalmente construidos con el objetivo de exportar gas natural (sólo el gasoducto de Bolivia fue concebido para importar gas desde dicho país), recientemente algunos de ellos se han revertido permitiendo importar gas natural desde Chile (esto ocurre desde el año 2016). Por otra parte, el país exporta marginalmente a Uruguay (aproximadamente unos 0,2 millones m³/día) a través del gasoducto Cruz del Sur.

Cuadro 4
Capacidad de los Principales Gasoductos de Integración Regional de Argentina

Gasoductos Internacionales	Capacidad MMm3/día	País
Norandino	5,00	Chile
Atacama	9,00	Chile
Gasandes	10,00	Chile
Pacífico	3,50	Chile
Metanex YPF	2,00	Chile
Metanex SIP	1,30	Chile
Metanex PAN	2,00	Chile
TGM	2,80	Brasil
Cruz del Sur	6,00	Uruguay
Petro Uruguay	1,00	Uruguay
Juana Azurduy	13,50	Bolivia
Pocitos-Campo Durán	7,40	Bolivia
Madrejones-Campo Durán	4,30	Bolivia
TOTAL	67,80	

Fuente: Elaboración propia en base a IDEE/FB-CEARE-UBA. Infraestructura de Integración Gasífera en el Cono Sur: Situación actual y Prospectiva. Bariloche, Argentina, 2004.

Se aprecia que la capacidad en gasoductos de integración que posee Argentina, prácticamente equivale al 50% de la capacidad en gasoductos troncales que posee el país, lo que demuestra la relevancia que ha tenido a lo largo del tiempo, ya sea por diferentes razones geopolíticas y/o económicas, el proceso de integración gasífera que presenta Argentina, dado que posee gasoductos de integración con cuatro de los cinco países con los cuales limita.

A dicha infraestructura de oferta de gas, se le debe agregar los dos buques de regasificación que posee ubicados en las ciudades de Bahía Blanca y Escobar, con capacidades de regasificación del orden de 16.7 MMm3/día y 20 MMm3/día, respectivamente.

Entre los proyectos de expansión que existen a mediano y largo plazo, en términos de infraestructura gasífera, se destacan en primer lugar el proyecto GNEA (Gasoducto del Noreste Argentino). Su máxima capacidad de transporte alcanzará los 28 MMm3/día, tendrá una longitud de 1.500 km de troncales y dado que su trazado se ubicará en cercanías de la frontera con Paraguay, permitirá posibles interconexiones con este país y una mayor integración con Bolivia (de donde provendrá principalmente el gas). Actualmente este gasoducto se encuentra en fase de construcción, esperando ser inaugurado en 2018.

Asimismo, se prevé la construcción de una serie de gasoductos regionales (Regional Centro II, Gasoducto de la Costa y la ampliación del sistema Cordillerano-Patagónico). Todas estas inversiones están destinadas a alcanzar una cobertura del 76% de los usuarios en el 2035 de acuerdo a escenarios planteados por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas⁵.

Por último, existen planes para ampliar la capacidad de regasificación con otro buque que se localizaría en la ciudad de Bahía Blanca, incorporando 14 MMm3/día a la capacidad actual.

⁵ Ver: IAPyG. De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. Buenos Aires, Argentina, 2015.

B. Estado Plurinacional de Bolivia

Los antecedentes de la industria hidrocarburífera en Bolivia datan del año 1913 con el primer pozo perforado, sin embargo la industria toma impulso en 1921 con el ingreso de la empresa Standard Oil. Recién en la década de los años 60 se producen los grandes descubrimientos de petróleo y gas natural en los departamentos de Tarija y Cochabamba. Actualmente se encuentran en producción 65 campos ubicados en cinco departamentos bajo 41 contratos de operación⁶.

El proceso de masificación del uso del gas natural ha permitido que en la actualidad el 81% de la oferta de energía primaria de Bolivia sea abastecida con gas natural.

De acuerdo a la última certificación de reservas de Bolivia (realizada por la consultora canadiense GLJ Petroleum Consultants para el año 2013), el país contaba con 296 miles de millones m³ en calidad de reserva probada, con 99 miles de millones m³ como probable y 117,5 miles de millones m³ de posibles. Cabe destacar que actualmente en Bolivia se está realizando una nueva certificación de reservas, la que estará disponible hacia finales de 2017.

En base al informe de reservas del 2013, se aprecia que el volumen de reservas probadas de gas natural ha venido disminuyendo en los últimos años, llegando a contar el país con 812 miles de millones m³ de reservas probadas en el año 2002. La producción de gas se ubica en 58 millones m³/día y la relación R/P al 2016 en 13,3 años.

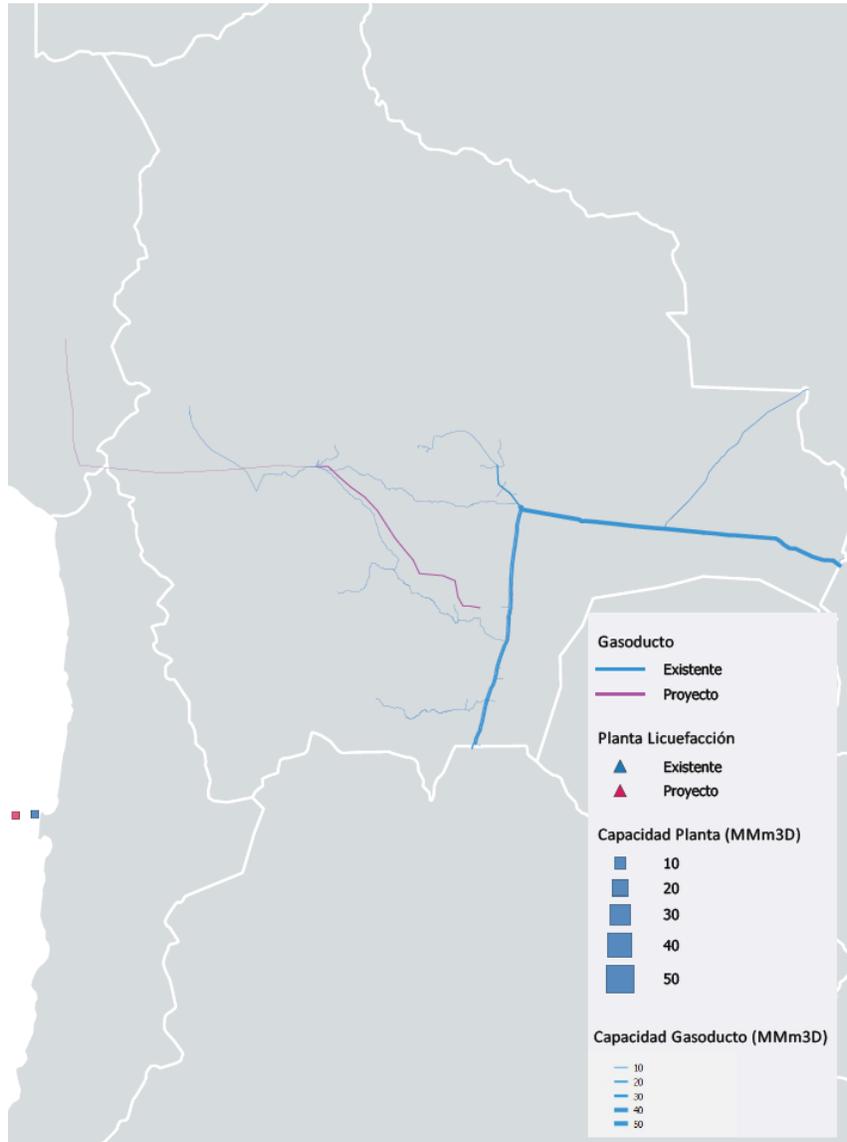
Del total producido a nivel nacional, el 25% se consume dentro del país, mientras que el 75% es exportado a Brasil (27,7 millones m³/día) y Argentina (15,4 millones m³/día). Cabe señalar, que en base a la ampliación de la cobertura con gas natural que tiene planificada Argentina (gasoducto del NEA), se tiene previsto ampliar la importación desde Bolivia hasta unos 28 millones m³/día. El 40% del consumo nacional de gas se destina a la generación de electricidad.

El país posee 4.365 km de gasoductos dentro del país. YPFB Transporte S.A. (a través de 4 empresas), tienen a su cargo el transporte del gas para la demanda interna y parcialmente aquella destinada a la exportación. En Bolivia existen tres mercados: Mercado Interno del Sur, Mercado Interno del Occidente y Mercado de Exportación.

El país dispone de tres gasoductos principales destinados a la exportación: GSCY (exYABOG), hacia Argentina (con una capacidad de 13,2 millones m³/día, uniendo a Río Grande con Yacuiba en la frontera), GASBOL (Río Grande-Mutúm) hacia Brasil, con una capacidad máxima de transporte de 32,85 millones m³/día (operado por Gas TransBoliviano S.A.) y el GOB (Gasoducto GasOriente Boliviano) que vincula a Chiquitos en Bolivia con San Matáis en el límite con Brasil (este cuenta con una capacidad de 4 millones m³/día ampliable a 8 millones m³/día a través de plantas compresoras). Hacia Argentina existen dos gasoductos adicionales de exportación que parten de la zona sur de Bolivia. La capacidad de transporte total de los tres gasoductos de integración que llevan gas boliviano hacia Argentina se ubica en 25,2 millones m³/día.

⁶ Ver: EPE. Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Empresa de Pesquisa Energética. Ministerio de Minas y Energía. Brasil. Junio 2017.

Mapa 4
Estado Plurinacional de Bolivia: Gasoductos Troncales y Gasoductos de Integración, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los proyectos, uno de ellos es el gasoducto con cabecera en el campo gasífero Incahuasi, operado por la empresa TOTAL, hacia la ciudad de Cochabamba (GIC). Se trata de un gasoducto de 24 pulgadas de diámetro, de 245 km de longitud y que podrá transportar 6,2 millones m³/día. A la fecha este proyecto está en la etapa de estudios preliminares. Sin embargo, resulta importante su concreción dado que el gasoducto a Sucre (que lleva gas de los campos gasíferos hacia Sucre) se encuentra al límite de su capacidad⁷.

⁷ Ver: El gasoducto a Sucre está al límite de su capacidad. 22 de mayo 2017. http://correodelsur.com/local/20170522_el-gasoducto-a-sucre-esta-al-limite-de-su-capacidad.html.

El nuevo Gasoducto Incahuasi-Cochabamba permitirá al país una eventual interconexión con el Gasoducto Sur Andino del Perú para que Bolivia pueda transportar gas natural al vecino país. Este último se trata de un proyecto en fase de estudio que permitiría desde Cochabamba conectarse con Perú llegando a Cusco. Otro de los objetivos del proyecto es llegar al océano Pacífico.

Los desarrollos del campo de Incahuasi (en sus segunda fase anunciado por TOTAL) y de los campos Boicobo y Boyuibe (llevados a cabo por REPSOL, junto con el desarrollo del Campo Margarita-Huacaya), auguran un incremento en las reservas de gas natural del país. Se aguarda además el resultado de la certificación de reservas que se está llevando a cabo a nivel nacional, cuyos resultados estarán disponibles en diciembre de 2017. A esto se le debe sumar el potencial de shale gas que posee Bolivia (según el DOE de los Estados Unidos en calidad de recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural el país contaría con 1.030 miles de millones de m³). Todos estos son elementos que están siendo tenidos en cuenta por Brasil⁸, dado que en el 2019 debe renegociar su contrato de largo de plazo de compra de gas natural con dicho país.

C. Brasil

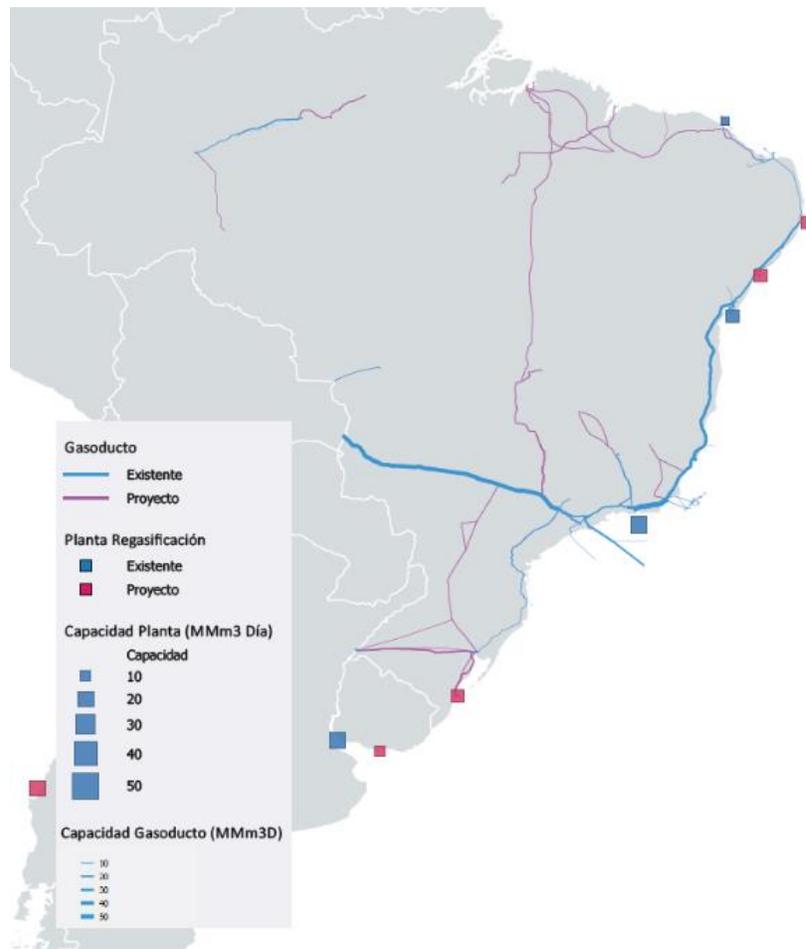
Si bien el ingreso del gas natural en la matriz energética brasilera tiene sus antecedentes a inicios de los años 70, la participación de esa fuente ha ido creciendo recién en los últimos años. La producción brasileña de gas natural aumentó en promedio un 6,1% al año en los últimos 10 años (alcanzando en 2016 los 104 millones m³/día, de los cuales al consumo van 52 millones m³/día, pues una parte de esa producción se reinyecta, se vende o se consume en el yacimiento). Entre 2013 y 2014, el incremento fue del 13,2%. La producción costa afuera representó el 73,3%. El pre-salt aporta el 38% de dicha producción. En la actualidad dentro de la oferta de energía primaria nacional, el gas natural participa con el 14%. El 35% del consumo nacional de gas se destina a la generación de electricidad.

El consumo de gas natural en el 2016 (neto del consumo en gasoductos) alcanzó los 80,3 millones m³/día, de los cuales aproximadamente el 60% provino de la oferta interna y el 40% restante correspondió a gas importado. Sobre una importación de gas del orden de 32,1 millones m³/día en 2016, el 88% provino de importaciones de Bolivia y el restante 12% como GNL. Cabe destacar que la demanda de gas natural entre durante los años 2013, 2014 y 2015 se ubicó respectivamente en 91, 99 y 98 millones m³/día. La caída de la actividad económica registrada en el 2016 implicó menores consumos en la industria y principalmente en la generación de electricidad basada en gas natural.

Las reservas probadas de gas natural a finales de 2016 se ubicaron en 378 miles de millones m³. Debido a revisiones basadas en factores técnicos y económicos, según la ANP, éstas se redujeron en un 12% respecto a lo informado en 2015. Por su parte, las reservas 3P (éstas incluyen las probadas, junto a las probables y posibles) se ubicaron en 638 miles de millones m³ (un 14% por debajo del volumen informado en 2015). La relación R/P se ubica en 14 años.

⁸ Ver: EPE. Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Empresa de Pesquisa Energética. Ministerio de Minas y Energía. Brasil. Junio 2017.

Mapa 5
Brasil: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras,
2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

En términos del gas no convencional, según el DOE de los Estados Unidos como recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural el país dispondría de 6.615 miles de millones de m³.

En cuanto a la capacidad de transporte en gasoductos troncales, su extensión es de unos 9.410 km. Las empresas TAG (Transporte e Armazenagem de gas natural) y TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil), son quienes tienen a su cargo más del 95% de este sistema. PETROBRAS posee el 100% de las acciones de TAG y el 51% de TBG. La red de distribución tiene una longitud de 27.320 km. Cabe destacar que en el año 2000 la red de gasoductos troncales de gas natural sólo alcanzaba los 3.733 km y la de distribución unos 3.968 km. El crecimiento de este último segmento ha sido exponencial en los últimos 16 años.

El aprovisionamiento del gas importado se hace a través de dos gasoductos de importación que provienen de Bolivia (GASBOL y GOB: Gasoducto GasOriente Boliviano). El primero de estos posee una capacidad de transporte de 32,85 millones m³/día y el segundo de 4 a 8 millones m³/día.

En términos de gasoductos de integración, existe además uno con capacidad de 2,8 millones m³/día que parte de Argentina, desde la localidad Aldea Brasileira en la provincia de Entre Ríos, Argentina, hacia la localidad brasileira de Uruguaiana. El objetivo de este gasoducto es el de alimentar

con gas natural una termoeléctrica de 640 MW que se ubica del lado brasilero a unos 29 kilómetros del límite con Argentina. En los años 2013, 2014 y 2015 las exportaciones promedio desde Argentina a Brasil se ubicaron en el orden de los 0,16, 0,18 y 0,46 millones m³/día, respectivamente. En el año 2016 no se registraron importaciones.

Adicionalmente el país dispone de tres plantas de regasificación (ubicadas offshore y del tipo FSRU⁹), con una capacidad conjunta de 41 millones m³/día. En el año 2010 el aporte del GNL sobre el total del gas importado se ubicaba en el orden del 22%, aumentando paulatinamente hasta alcanzar el 38% en el año 2014. En el año 2015 ese porcentaje disminuyó pero lo hizo aún más en el año 2016, alcanzando a representar el GNL tan solo el 12% del total de gas importado en dicho año.

En términos de proyectos la EPE¹⁰ (Empresa de Pesquisa Energética, dependiente del Ministerio de Minas y Energía del Brasil), presentó en mayo de 2017 una serie de proyectos de expansión del sistema de transporte y abastecimiento de gas natural que se encuentran previstos y/o bajo análisis.

Entre ellos se destacan la instalación de tres nuevas regasificadoras (en calidad de previstas), ampliando la capacidad en 42 millones m³/día (prácticamente duplicándola respecto de la capacidad actual) y se anuncian (se encuentran bajo estudio) unas 5 plantas regasificadoras adicionales. Una de estas 5 se ubicaría en la ciudad de Belén (zona norte del país), con el fin de inyectar gas en un nuevo gasoducto (también en estudio) que uniría Belén con Sao Carlos. Dicho nuevo gasoducto se uniría al actual gasoducto que une la ciudad de San Pablo con Mutún, en Bolivia, pasando por Goiania y Palmas en el Estado de Tocantins. Ni las plantas ni el gasoducto están aún dimensionados.

Brasil en el año 2019 debe renovar su contrato de abastecimiento de gas natural con Bolivia. Según la EPE¹¹ son varias las alternativas de aprovisionamiento a futuro que se estarían analizando a fin de determinar el volumen mínimo de compra de gas a Bolivia. Entre ellas se evalúa la disponibilidad del gas del pre-salt, teniendo en cuenta restricciones tales como su contenido de CO₂, la distancia a la costa y la competitividad en los precios; el ingreso de más GNL vía la inclusión de más plantas de regasificación y una posible integración con Argentina vía el shale gas de dicho país.

A consecuencia de estos escenarios la EPE plantea entre sus escenarios, que el caudal mínimo a contratar en base a un contrato en firme por parte de PETROBRAS, podría ser del orden de 16 millones de m³, quedando una capacidad de transporte disponible de unos 14 millones de m³/día adicionales que contratarían otras empresas en base a contratos de abastecimiento flexibles. Por último, la EPE plantea que “para que se produzca una contratación, en base firme, de volúmenes adicionales a 16 millones de m³/día de suministro a Brasil (hasta el límite de 14 millones de m³/día adicional), será preciso que Bolivia incorpore nuevos descubrimientos a sus propias reservas probadas de gas natural en tiempo hábil (hasta 2019-2020)”¹².

D. Colombia

De acuerdo al Ministerio de Energía y Minas de Colombia a través de la UPME¹³, a diciembre 31 de 2013, el país contabilizó un volumen total de reservas (3P) de gas natural de 173 miles de millones m³, de las que el 86% corresponden a reservas probadas (149 miles de millones m³), 13,8 miles de millones m³ a reservas probables y 10,4 miles de millones m³ a reservas posibles.

⁹ FSRU: Floating Storage and Regasification Unit.

¹⁰ Ver: EPE. Challenges and Opportunities for South Cone Integration: Gas and Power Infrastructures. Meeting WOC5/IGU 2017. Session-Regional Integration. Florianopolis, Brasil, May 22, 2017.

¹¹ Ver: EPE. Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Empresa de Pesquisa Energética. Ministerio de Minas y Energía. Brasil. Junio.

¹² Ver: EPE. Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Empresa de Pesquisa Energética. Ministerio de Minas y Energía. Brasil. Junio 2017.

¹³ Ministerio de Energía y Minas de Colombia. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. Bogotá, Abril de 2016.

En el año 2015 la UPME informa que sus reservas probadas ascienden a 122 miles de millones (una caída del 29% respecto del año 2013), mientras que las 3P se redujeron en un 22%.

En cuanto a la distribución de dichas reservas probadas, las mismas se encuentran ubicadas principalmente en la cuenca de los Llanos Orientales con una participación de 50%, seguidas por la cuenca de La Guajira que representan el 31% y el restante 19% están localizados en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio, Valle Superior y zona del Catatumbo.

La evolución de las reservas durante los últimos años, de acuerdo a la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) indica que las mismas han disminuido. En el año 2013 el volumen total de reservas disminuyó con respecto al anterior en 8.5%.

Existe una notable presencia de numerosos campos con bajos aportes, algunos de los cuales no están interconectados al sistema nacional de transporte, debido a que su distancia geográfica y volúmenes bajos no lo hacen financieramente viable (de acuerdo a la UPME). Por lo tanto, la oferta de gas natural se soporta en los campos de Chuchupa, Ballena, Cusiana, Cupiagua, La Creciente y Gibraltar.

En cuanto al no convencional, según el DOE de los Estados Unidos como recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural el país dispondría de 1.540 miles de millones de m³. Recientes anuncios por parte de la empresa ECOPETROL, plantean la necesidad de llevar a cabo un piloto controlado para iniciar el desarrollo de los no convencionales en dicho país¹⁴.

En el año 2013, adicionalmente a la oferta nacional, Colombia tomó la decisión de disponer de una nueva fuente de suministro, debido al déficit en el balance oferta demanda que se venía observándose. Esta fuente corresponde a una planta de regasificación ubicada en cercanías de la ciudad de Cartagena, con una capacidad de 11 millones m³/día. Esta entró en operación en diciembre de 2016.

La producción de gas natural en Colombia durante 2015 se ubicó en 32 millones m³/día, por lo tanto la relación R/P se ubicó en 10,4 años. El gas natural representa el 20% de la oferta primaria de energía del país. El gas importado en 2016 representó tan solo el 2% de la oferta de gas, pero se estima que este porcentaje vaya aumentando en el corto plazo. El país posee aproximadamente unos 6.300 km de gasoductos. Por otra parte, el 25% del gas consumido en el país se utiliza en la generación de electricidad.

La red de gas de Colombia es esencialmente radial, contando con dos fuentes principales de suministro que son los campos de la Guajira (Ballena, Chuchupa y Riohacha) y los campos del Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros), de acuerdo a la UPME.

En términos del sistema de transporte de gas natural, el país posee 3.850 km.

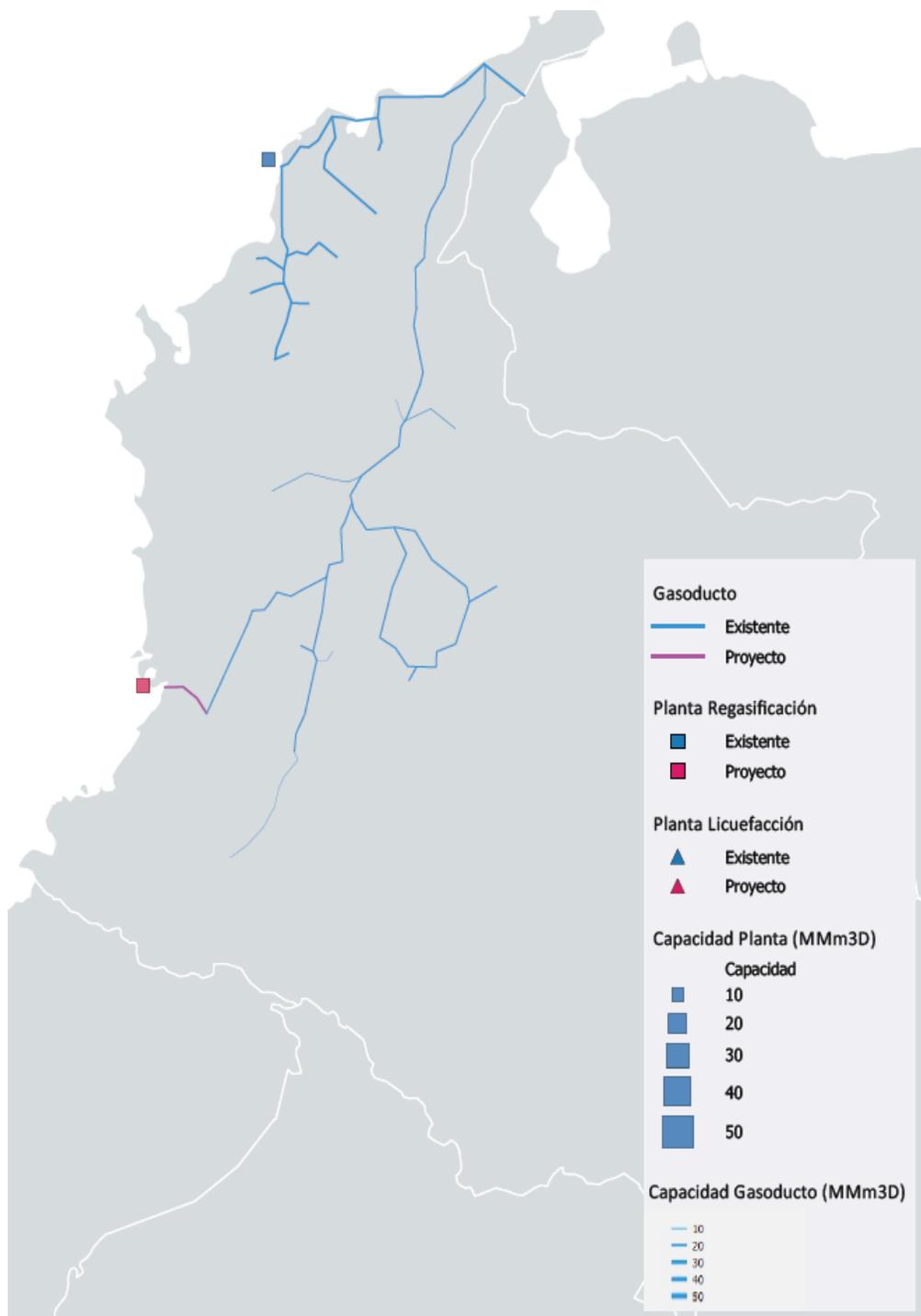
En cuanto a la ampliación del sistema, de acuerdo a la UPME, se espera instalar una nueva planta de regasificación en Buenaventura¹⁵ (costa del Pacífico), con una capacidad de 11 millones m³/día, duplicando así la oferta de GNL. La instalación de esta planta implicará la necesidad de constituir un gasoducto desde Buenaventura hasta Cali.

El único gasoducto de interconexión internacional que posee el país, lo vincula con Venezuela (gasoducto Antonio Ricaurte). El mismo posee una capacidad de transporte del orden de los 13 millones m³/día y estuvo en operación hasta el 2016, llevando gas desde Colombia (Punta Ballenas) para ser inyectados en los campos petroleros de Venezuela (Lago Maracaibo). Venezuela y Colombia suscribieron en 2005 un convenio para la construcción de dicho gasoducto por el que Colombia se comprometía a suministrar gas hasta 2010 a su vecino (suministro que se prorrogó hasta 2016) para que posteriormente Venezuela pasara a proveer el hidrocarburo. En la actualidad Venezuela no está exportando gas hacia Colombia.

¹⁴ Ecopetrol propone plan piloto de explotación de yacimientos no convencionales. <https://www.elespectador.com/economia/plan-piloto-controlado-para-desmitificar-explotacion-de-no-convencionales-ecopetrol-articulo-709365.22> de Agosto 2017.

¹⁵ Ver: Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. Ministerio de Energía y Minas de Colombia. Bogotá, Abril de 2016.

Mapa 6
Colombia: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

E. Chile

Las reservas de gas natural del país se ubican al sur en la cuenca de Magallanes, donde se han efectuado más de 3.200 pozos, desde el año 1945 a la fecha. En las cuencas de Valdivia y Arauco, tanto en tierra como en mar, se han efectuado unos 50 pozos, pero sólo se han encontrado producciones de gas no comerciales, ya sea por sus bajos volúmenes o por su alta relación costo/beneficio¹⁶.

De acuerdo al informe antes citado de la ENAP, el potencial de hidrocarburos en Chile es modesto. La Cuenca Magallanes lleva más de 50 años produciendo y está llegando a una etapa madura. Sin embargo, queda un potencial interesante en reservorios no convencionales (de acuerdo a la EIA-USA Chile posee un potencial de 1.300 miles de millones m³), cuyo desarrollo dependerá del precio y el mercado del gas en la región. Asimismo el informe señala que en el resto del país, el mayor potencial identificado parece ser gas en costa afuera de Chile Central, cuya exploración y desarrollo dependerá de encontrar soluciones tecnológicas apropiadas, dada la profundidad de agua a la que se encuentra y a un costo competitivo. La producción de gas en Chile, debido a la declinación natural de los yacimientos, ha venido disminuyendo en el tiempo, llegando en 1973 a una producción máxima de 21,5 millones m³/día.

En cuanto a la oferta de energía primaria el gas natural aporta el 13%, según el Balance Nacional de Energía del año 2015. La producción nacional ronda los 3,1 millones m³/día, mientras que el consumo los 13,4 millones m³/día. Por lo tanto, el 23% de la oferta interna se cubre con gas nacional y el restante 77% con gas importado (como GNL). El 36% del gas consumido en el país se utiliza en la generación de electricidad.

Chile posee dos plantas regasificadoras de gas natural ubicadas en tierra firme: Quinteros (2009) y Mejillones (2010), con capacidades de 15,0 y 5,5 millones m³/día, respectivamente. Si bien el país dispone de 7 gasoductos de integración (todos ellos con Argentina), en la actualidad no se importa gas desde dicho país. En el año 2016 se registraron exportaciones puntuales de gas natural desde Chile hacia Argentina, a partir de la reversión de gasoductos.

Entre los planes de expansión se destacan la construcción de dos terminales marítimas en la Bahía de Concepción (GNL-Talcahuano, con capacidad de 8,5 millones m³/día y GNL Penco con capacidad de 12 millones m³/día¹⁷). Se espera se encuentren operativas en 2019. Ambas terminales permitirán atracar en forma permanente naves del tipo FSRU (sigla en inglés significa: Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación), para recibir una nave de transporte o “carrier” que abastecerá de GNL a la nave FSRU. Asimismo, se destaca la ampliación de la planta de Mejillones (localizada en tierra) en 4,5 millones m³/día con un FSRU.

A nivel de gasoductos es posible que a partir del verano de 2018-2019 Argentina exporte algún excedente puntual de gas proveniente de Vaca Muerta (gas no convencional) y esto se realice a través de los gasoductos actuales, de acuerdo a manifestaciones oficiales recientes del Ministerio de Energía de Argentina¹⁸.

¹⁶ Ver: El futuro del petróleo y del gas natural en Chile. ENAP. Santiago, Chile, 2012.

¹⁷ Ver: <https://www.bnamericas.com/project-profile/es/terminal-gnl-penco-lirquen-ex-gnl-octopus-gnl-penco-lirquen>.

¹⁸ Ver: La Nación. La Argentina espera retomar en 2019 las exportaciones de gas a Chile. Buenos Aires, Argentina, 08 de septiembre de 2017.

Mapa 7
Chile: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas Regasificadoras, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

F. Ecuador

Ecuador, posee reservas de gas libre en el Golfo de Guayaquil (Campo Amistad) y por otro lado, de gas asociado a la producción de petróleo en el Oriente ecuatoriano, donde buena parte del gas que se produce en la actualidad es venteado. Con respecto al gas asociado, desde el año 2015 se comenzó a reducir el venteo/flaring de gas natural asociado en el oriente ecuatoriano. Dicho gas se utiliza para sustituir el consumo de diesel oil en la generación de electricidad destinada a la operación de los campos petroleros.

A comienzos del 2012 se anunció la identificación de 48 miles de millones de m³ en el Campo Amistad, los que se encuentran en la categoría de recursos, de modo que si la actividad exploratoria permite confirmarlos y pasan a ser reservas probadas se tendría un horizonte más amplio para expandir la producción y uso del gas natural. En la actualidad en calidad de reservas probadas el país posee 7,04

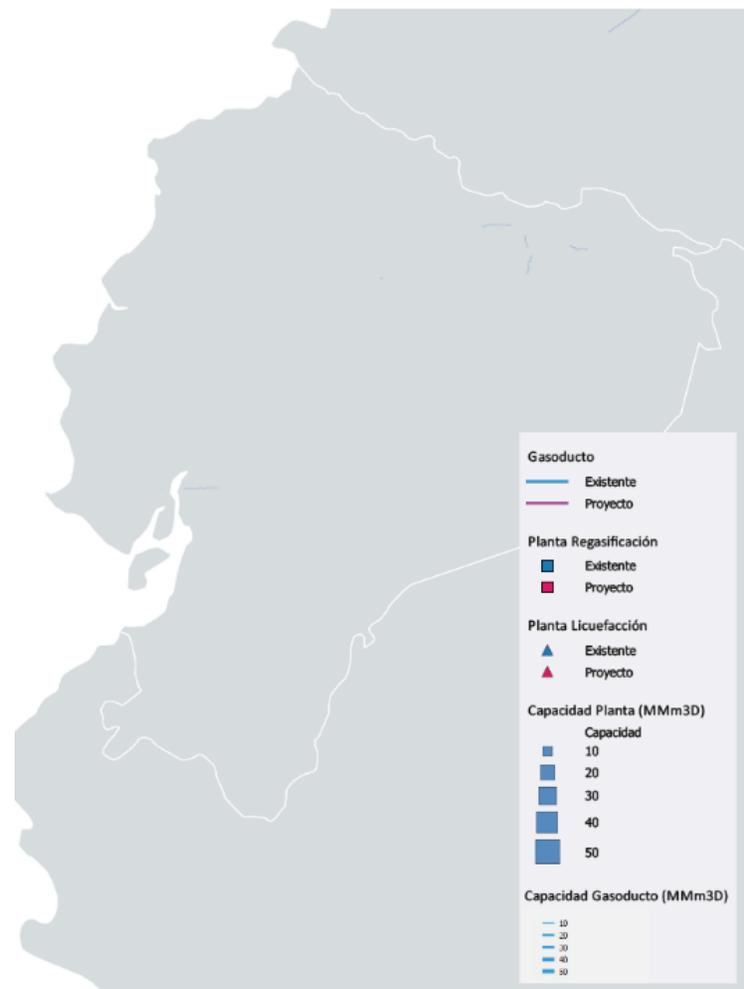
miles de millones m³. La producción de gas es de 4,4 millones m³/día y la relación R/P se ubica en 4,4 años. El informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos, referido a los recursos de shale en el mundo, no consigna datos para Ecuador. El 45% del gas consumido en el país se utiliza en la generación de electricidad.

En lo que se refiere al gas libre del Campo Amistad (se transporta por gasoducto a tierra), y éste se utiliza para alimentar una termoeléctrica de 277 MW. El gas natural excedente se destina a una planta de licuefacción en Bajo Alto (provincia El Oro) que licua el equivalente a 0,28 millones de m³/día. El gas natural licuado (GNL) se transporta en camiones cisternas criogénicas, a plantas de almacenamiento y regasificación en las ciudades de Cuenca, Guayaquil, Quito y Riobamba, en donde se transforma el gas natural a su estado original gaseoso, para alimentar a parte de la industria de esas ciudades, con el fin de sustituir parcialmente el GLP y diesel importado por gas natural.

En la actualidad dentro de la oferta primaria de energía, el gas natural representa el 4,5%.

Por el momento el país no dispone de infraestructura de integración gasífera y no se han identificados proyectos en ese sentido.

Mapa 8
Ecuador: Gasoductos, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

G. Paraguay

En el año 1944 comenzaron a desarrollarse los primeros esfuerzos exploratorios, sin embargo aún el país no cuenta con reservas certificadas de petróleo o gas natural, que justifiquen su explotación desde un punto de vista comercial. Entre dicho año y 1997 apenas se perforaron unos 48 pozos. En cuanto a la situación actual del punto de vista contractual, existen 11 empresas desarrollando actividades en la etapa de prospección, las que trabajan en 15 bloques. En la etapa de exploración hay 5 empresas con concesiones otorgadas, las que operan en 8 bloques, existiendo sólo una empresa con concesión de explotación (Primo Cano Martínez).

Mediante el pozo Independencia I, en el bloque Gabino Mendoza, ubicado en el departamento de Boquerón, Chaco paraguayo (perteneciente a la empresa Primo Cano Martínez SA), se extrae gas natural, con una producción marginal, desde el año 1998. Los volúmenes extraídos se consumen localmente (en el 2016 continuaba en producción). Por otra parte, en el Balance Energético de Paraguay del año 2015 no se consignan dichos consumos de gas natural.

Diferentes opciones de abastecimiento de este energético se han planteado en Paraguay a lo largo de los años, sin embargo no se ha podido aun concretar la penetración del Gas Natural.

La vocación de introducir el gas natural boliviano a la matriz energética de Paraguay se ratificó en el año 2006, a partir de la firma de un Acuerdo de Cooperación entre los gobiernos de Paraguay y Bolivia, creándose un grupo para el estudio del gasoducto Bolivia-Paraguay¹⁹. Se retoma de esta manera el acuerdo firmado en el año 1963 entre Bolivia, Paraguay y Uruguay – denominado URUPABOL.

Entre los años 2010 y 2011 con financiamiento de la CAF se desarrolla un estudio para analizar posibles opciones de transporte de gas de Bolivia hacia Paraguay y Uruguay. De las cinco alternativas planteadas, la más interesante resultó ser la transportar gas natural hacia dichos países en forma de GNL. Los costos de esta opción (estimados en dicho estudio en valores que oscilan los 13 y 15 US\$/MMBTU), generan una barrera al ingreso de dicho energético.

Con la ampliación del gasoducto entre Bolivia y Argentina, para atender la demanda de gas del noroeste argentino, se abre una posibilidad de analizar la exportación hacia Paraguay (ver Mapa 1.2). Aun no hay información oficial al respecto.

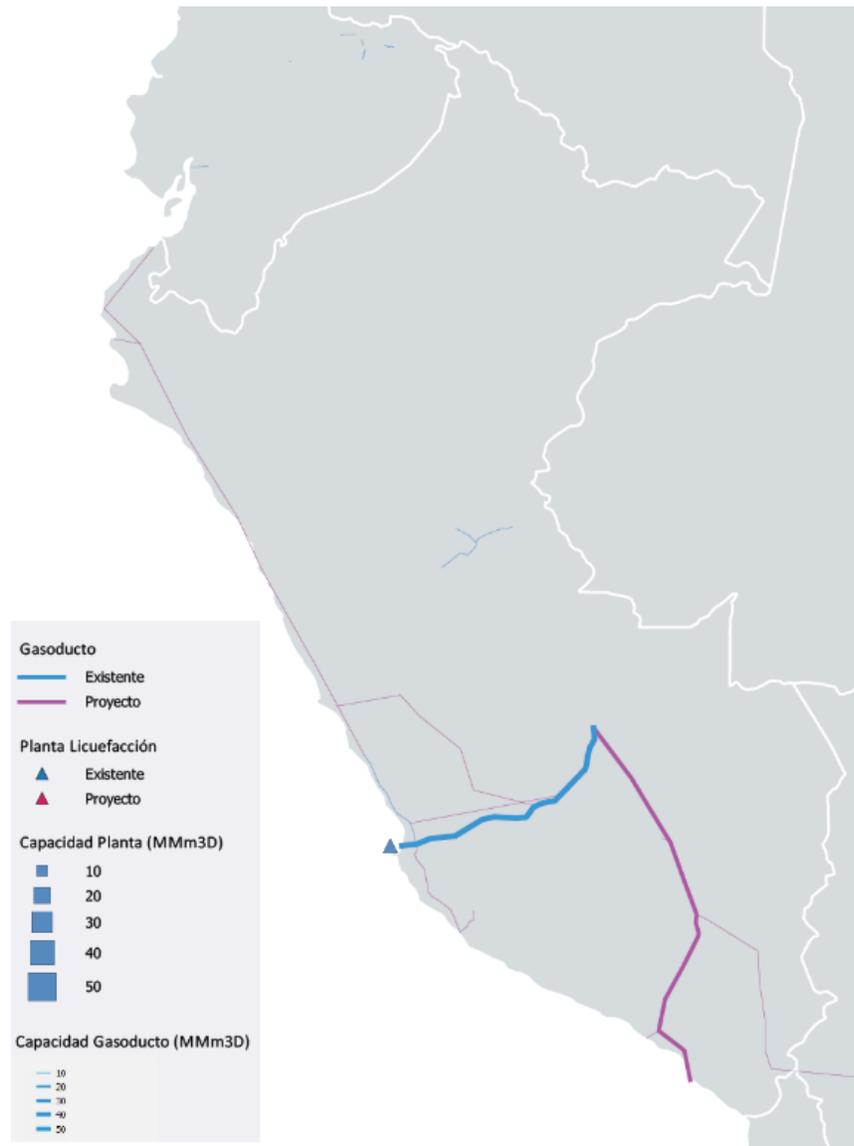
H. Perú

De acuerdo a la información consignada en el libro anual de reservas de Perú²⁰, el país contaba hacia finales de 2015 con reservas probadas de gas natural de orden de los 399 miles de millones m³, en calidad de probables 108 miles de millones m³ y en la categoría posibles 55,7 miles de millones m³. En cuanto a los recursos contingentes, el informe plantea unos 177 miles de millones m³ y como prospectivos 1.705 miles de millones m³. El reporte del DOE-USA no consigna datos de shale para Perú.

¹⁹ Ver: Elaboración de la Prospectiva Energética de la República de Paraguay 2013-2040. Itaipú-FPTI-Fundación Bariloche. Noviembre 2015.

²⁰ Ver: Ministerio de Minas y Energía de Perú. Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos. Abril 2016.

Mapa 9
Perú: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas de Licuefacción, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

Si bien entre los años 2014 y 2015 las reservas probadas de gas natural disminuyeron un 3,7%, se espera que éstas aumenten debido a la declaración comercial del Lote 58 (zona de Camisea), donde se descubrió gas natural en varias estructuras. En el año 2012 se registró el máximo nivel de reservas probadas (435 miles de millones m³), la disminución del número de pozos exploratorios en el período, (15 pozos en 2011, 9 en 2012, 7 en 2013, 12 en 2014 y 4 en 2015), explicaría en parte dicha disminución.

El dato a destacar es que entre esos mismos años disminuyeron en un 40% y 60% las estimaciones de reservas probables y posibles, aumentando las contingentes en un 46% y disminuyendo los recursos prospectivos en un 19%. La variación de los precios internacional del crudo durante esos años resulta en gran medida parte de las causas de dichas modificaciones.

La producción de gas natural, según datos oficiales, se ubicó en 38 millones m³/día, de los cuales el 90% de dicha producción lo proveen dos campos (Lote 56 y Lote 88 operados por la empresa Pluspetrol en

la región de Camisea), cabe recordar que los yacimientos de gas natural en la zona de Camisea poseen una alta composición de líquidos, tales como etano, propano, butano y gasolina. La relación R/P se ubica en 28 años. El 20% del gas consumido en el país se utiliza en la generación de electricidad.

Sobre el total producido el país exporta el 43% (alrededor de 16 millones m³/día) como GNL. Cabe destacar que Perú posee una planta de licuefacción de gas natural (Pampa Melchorita) inaugurada en el año 2010²¹ con una capacidad de licuefacción de 16,2 millones m³/día, atendiendo básicamente los mercados de México, España, China, Francia e India. Dicha planta utiliza gas proveniente de los yacimientos de Camisea, descubiertos entre los años 1984-1988.

Por su parte, la participación del gas natural en la matriz de oferta primaria de energía se ubica en el 31%. El país dispone de aproximadamente unos 890 km de gasoductos troncales.

El Ministerio de Minas y Energía de Perú consigna en su *Plan Energético Nacional*²² 2014-2025, que habría una ampliación de los gasoductos nacionales al 2025, con el fin de masificar el uso del gas natural dentro del país. Entre estos se destaca el Gasoducto del Sur Peruano (en el 2018 se lanzaría una licitación internacional para concursarlo), el cual plantea transportar gas de Camisea hacia Cusco, Arequipa e Ilo, zona sur del país. Dicho gasoducto podría luego, a partir de una derivación hacia la ciudad de Puno, interconectarse con Bolivia.

Otro proyecto que figura en dicho plan, pero del cual no hay demasiada información aún, por encontrarse en etapa de estudio, corresponde al gasoducto que llevaría gas desde una derivación del actual gasoducto que une los campos de Camisea con la planta de GNL de Melchorita, hacia la ciudad de Tumbes en el norte del país (límite con Ecuador), pasando por Trujillo, Piura y diversas ciudades del Pacífico.

I. Trinidad y Tabago

Los antecedentes de la industria hidrocarburífera del país se remontan al año 1866 cuando se efectúa el primer pozo exitoso. En el año 1910 comienzan las primeras exportaciones de petróleo del campo la Brea. En el año 1955 se da inicio a la explotación comercial del gas natural.

Trinidad y Tobago al año 2013 contaba con 345 miles de millones m³ de reservas probadas²³ de gas natural, 156 miles de millones m³ de probables y 173 miles de millones m³ de posibles. El DOE, en su estudio sobre los recursos mundiales de shale gas, no consigna estimaciones para este país. Asimismo, cabe destacar que las reservas de gas natural de dicho país han ido disminuyendo en los últimos diez años. En el 2005 el volumen de reservas alcanzaba los 532 miles de millones m³, lo cual implica una reducción del 35% en dicho período.

La producción de gas natural en el 2013 en Trinidad y Tobago se ubicó en los 117 millones m³/día, lo que implicó una R/P de tan sólo 8 años. El 15% del gas consumido en el país se utiliza en la generación de electricidad.

De acuerdo a un reciente informe del Gobierno de Trinidad y Tobago²⁴ donde se analiza la situación económica del país al año 2016, se destaca que “en vista de la persistente escasez de suministros de gas natural experimentada durante los últimos seis años, por lo tanto, el Gobierno de Trinidad y Tobago ha estado siguiendo estrategias para revitalizar la producción doméstica de gas natural de Trinidad y Tobago, y también para acceder a áreas cercanas sin desarrollar de campos de gas natural venezolanos como fuente complementaria”. Entre ellas se destaca la firma de dos acuerdos con el gobierno de Venezuela en Mayo de 2016, para la compra por parte de Trinidad y Tobago de gas

²¹ Ver: OSINERGMIN. La Industria del Gas Natural en el Perú. A Diez Años del Proyecto de Camisea. Lima, Perú, Marzo, 2017.

²² Ver: Ministerio de Minas y Energía de Perú. Plan Energético Nacional 2014-2025. Lima, Perú, Noviembre 2014.

²³ Ver: Petroleum Economist. Energy Map of Trinidad and Tobago. 2015 edition.

²⁴ Ver: Government of Trinidad and Tobago. Shaping a Brighter Future A Blueprint for Transformation and Growth. Review of the Economy. Port of Spain, Trinidad y Tabago, 2016.

natural del campo Dragón de Venezuela, y para el desarrollo y producción de 290 miles de millones m³ del campo de gas natural transfronterizo Loran Manatee.

De acuerdo a dicho reporte, la declinación natural de los yacimientos más las paradas por mantenimientos profundos en las plataformas de producción, son los motivos de dicha caída de la producción. Entre los años 2010 y 2016 la producción se redujo por encima del 18%.

En base a información provista por el Oil&Gas Journal²⁵, la producción de gas en noviembre de 2016 se ubicaba en 96,2 millones m³/día. La disminución en el abastecimiento de gas está impactando no solo en la producción de GNL (la que se redujo en un 30%), sino que también afecta la producción de metanol, ya que entre 2010 y 2016 se redujo en un 33%, la de amoníaco con una contracción del 30% y la de urea en un 42%, en igual período.

En términos de infraestructura de GNL, la empresa Atlantic LNG (Shell, BG, BP, NGC y China Inv. Corp.) instaló en el año 1999 el primer tren para licuar gas natural. El último de ellos fue inaugurado en 2005 y la capacidad total de licuefacción asciende a 54 millones m³/día (representa el 4,4% de la capacidad de regasificación instalada a nivel mundial). En el mapa 2.9 se puede apreciar la localización de dicha planta ubicada en Point Fortin. Los mercados de la región que son abastecidos con GNL de Trinidad y Tobago son: Brasil, Argentina y Chile. El volumen comercializado en 2015 en estos mercados, representó el 44% de la producción total de GNL de dicho país en ese año.

J. Uruguay

En el caso de Uruguay, el país hasta el momento no dispone de reservas de hidrocarburos, sin embargo posee antecedentes en el uso de gas. En una primera instancia el país se abastecía con gas manufacturado, producido a partir de naftas livianas como materia prima. Dicha planta funcionó entre 1977 y 2005, año en que comenzó a ingresar gas natural desde Argentina a través de dos gasoductos. En la actualidad el gas natural aporta el 1% de la matriz de oferta primaria de energía.

Entre ambos países existen dos interconexiones. Una de ellas corresponde al gasoducto Cruz del Sur, con una capacidad de 6 millones m³/día, uniendo la localidad argentina de Punta Lara con Montevideo en Uruguay. La otra corresponde al gasoducto Cólón-Paysandú con capacidad de 1 millón m³/día. En la actualidad sólo por el primero de ellos fluye gas natural pero los volúmenes son mínimos (en el año 2016 se exportaron en promedio 0,17 millones m³/día²⁶). El país posee dentro de su territorio aproximadamente unos 500 km de gasoductos.

En abril de 2017 el gobierno de Argentina volvió a autorizar la exportación de gas al país vecino (interrumpida unilateralmente en el año 2008 por decreto). La misma no será una operación comercial corriente, sino que se enmarca en la cooperación del gobierno argentino con su par uruguayo. Dado que Uruguay podrá aceptar el gas sólo con el compromiso de la reimportación hacia la Argentina de los mismos volúmenes, posiblemente cuando el país vecino tenga una planta de regasificación que lo habilite a tomar GNL.

En cuanto a las tareas de prospección el país realizó dos rondas internacionales de licitación para áreas ubicadas costa afuera (años 2009 y 2011). Como consecuencia de dicho proceso de las 17 áreas 10 recibieron ofertas, pero sólo la empresa TOTAL emprendió el desarrollo de un pozo exploratorio. En agosto de 2016 la empresa informó al Poder Ejecutivo que la búsqueda de petróleo en Uruguay dio resultado negativo. El trabajo de perforación se practicó en un área de 6.690 kilómetros cuadrados sobre el océano Atlántico, a unos 285 kilómetros de la costa de Cabo Polonio, y superó los 3.400 metros de profundidad. El costo fue de 200 millones de U\$S. El país está preparando una tercera ronda de licitación de áreas.

²⁵ Ver: Atlantic LNG gas production down 30% in 2016. <http://www.ogj.com/articles/2016/11/atlantic-lng-gas-production-down-30-in-2016.html>.

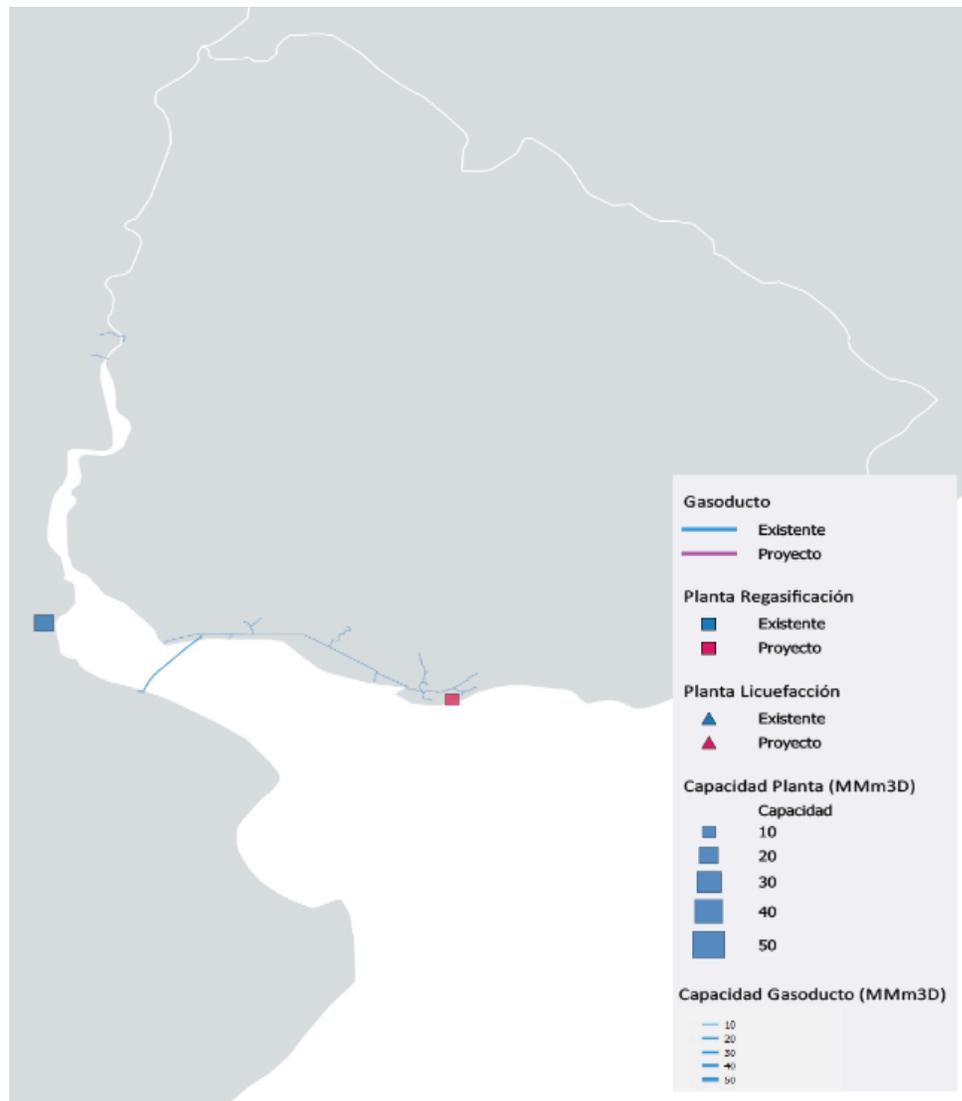
²⁶ Ver: Balance Energético Preliminar 2016. MIEM.

De acuerdo el DOE de los Estados Unidos en calidad de recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural proveniente del shale, el país contaría con 57 miles de millones de m³.

Por otra parte, en lo que respecta al GNL durante el 2014 se iniciaron las tareas para llevar a cabo una escollera y posteriormente la parte electromecánica del muelle, con el fin de construir una terminal que tendría como objetivo recibir un buque regasificador, con capacidad de 10 millones m³/día. El costo total de dicho emprendimiento ascendía a los 1.225 millones de U\$S.

Si bien las obras del muelle del proyecto Gas Sayago S.A. (50% ANCAP y 50% UTE) se iniciaron, a mediados de 2015 éstas se interrumpieron. A partir de entonces quedaron paralizadas las obras porque el proyecto se presentaba inviable, para el Uruguay por carecer de mercado interno y para Argentina (su mercado natural), por la falta de contratos que hiciesen el proyecto sustentable. Por su parte la empresa Shell, se interesó por Gas Sayago y a fines del 2016, integró una garantía a la empresa pero solicitó seis meses para hacer auditorias de las obras.

Mapa 10
Uruguay: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas de Licuefacción,
2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

K. República Bolivariana de Venezuela

De acuerdo a cifras de PDVSA²⁷ en su informe de gestión 2015, el país posee 5.617 miles de millones m³ de reservas de gas natural, con un horizonte R/P de 116 años. En base a dichos volúmenes, Venezuela se ubica octava a nivel mundial en lo que respecta a reservas probadas de gas y primera en la región. Cabe destacar, que sólo el 19% de las reservas probadas se encuentran desarrolladas. Por su parte, el 47,5% de dichas reservas se encuentran en la zona oriental, el 18% en la zona occidental, el 16% Costa Afuera y el 18,5% en la Faja del Orinoco. Un dato importante a destacar es que el 90,8% de estas reservas probadas de gas natural corresponden a gas asociado al petróleo y sólo el 9,2% al gas no asociado, de acuerdo a PDVSA.

Sobre un total de recursos de 12.210 miles de millones m³, el 46% se encuentra en calidad de reservas probadas, mientras que el restante 54% en concepto de probables y posibles, esto significa que Venezuela posee un importante potencial gasífero. El 50% de dichos recursos se encuentra en la plataforma continental, costa afuera. De acuerdo el DOE de los Estados Unidos en calidad de recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural proveniente del shale, el país contaría con 4.680 miles de millones de m³.

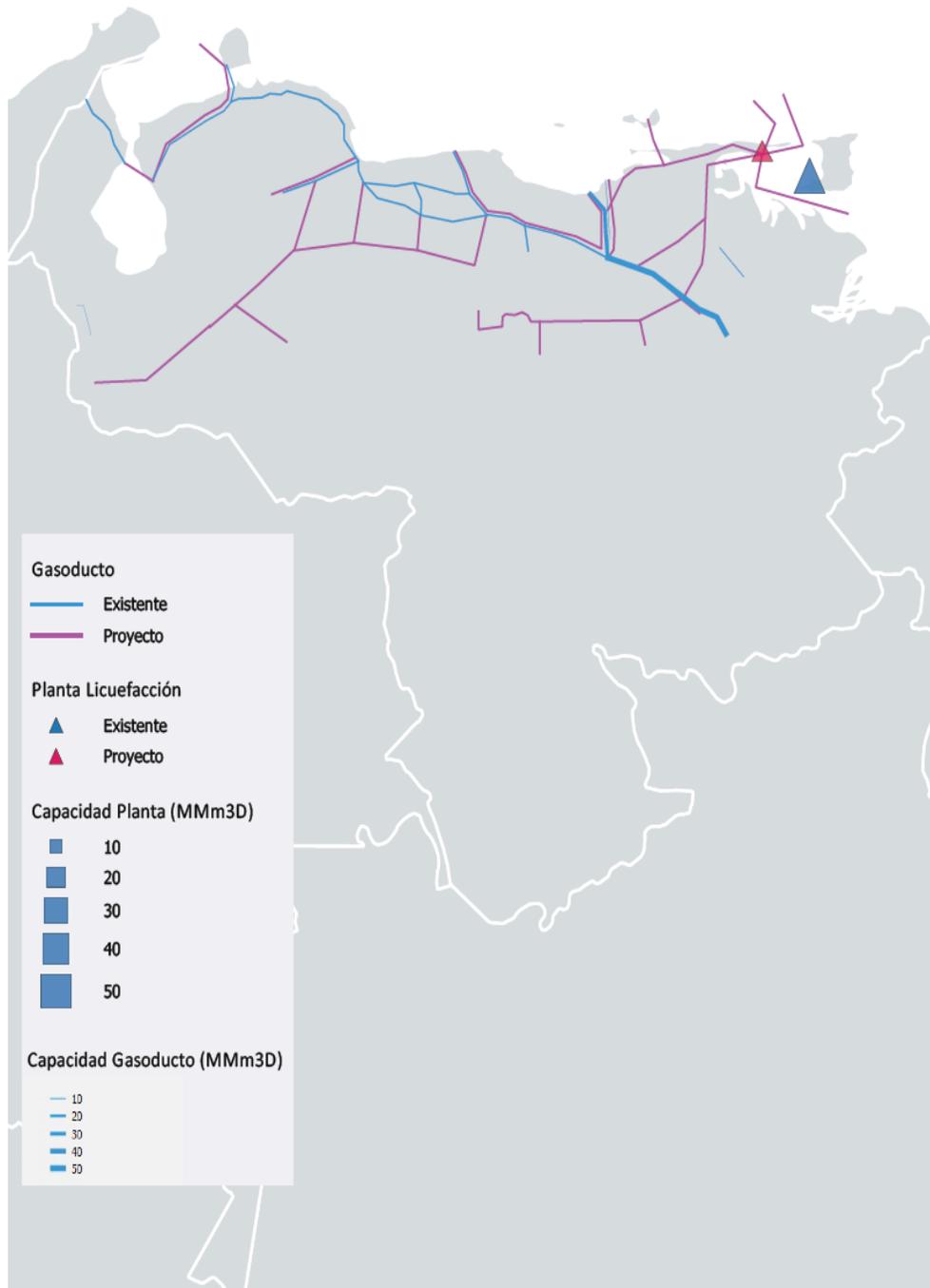
En cuanto a la producción de gas natural (94 millones m³/día), alrededor del 40% del producido es reinyectado en el yacimiento, a fin de mantener la presión del campo y a los efectos de aumentar las tasas de recuperación de hidrocarburos. Hasta mediados de 2015 se importaba gas desde Colombia (entre 1 y 2 millones m³/día en dicho año), pero esas importaciones se suspendieron a partir de dicho año. Este flujo se debería revertir exportándose gas desde Venezuela hacia Colombia, pero por el momento esto está paralizado por falta de gas en la región occidental del país, siendo este, entre otros de los motivos por el cual Colombia ha decidido instalar una nueva planta de regasificación en Buenaventura (costa del Pacífico). Cabe destacar que en la actualidad existe un gasoducto de interconexión entre ambos países, con una capacidad de 13 millones de m³/día (entre Punta Ballena en Colombia y Lago Maracaibo en Venezuela), el cual se piensa extender hasta la planta de fraccionamiento de gas de Ulé en Venezuela (50 km adicionales). El 25% del gas consumido en el país se utiliza en la generación de electricidad.

En cuanto a la participación del gas natural en la matriz energética venezolana, este representa el 54%. Por su parte el país dispone de 4.740 km en gasoductos internos, con una capacidad de transporte de 162 millones m³/día.

Los proyectos costa afuera Mariscal Sucre (donde ha habido avances en el desarrollo de la infraestructura y en el desarrollo del campo Dragón, uno de los cuatro campos allí identificados), Plataforma Deltana (proyecto que sería relanzando en conjunto con Trinidad y Tobago) y el proyecto costa afuera Rafael Urdaneta (donde se perforó con éxito en el campo Perla), no han avanzado en los plazos previstos originalmente.

²⁷ PDVSA. Informe de Gestión Anual 2015. Caraca, Venezuela, 2016.

Mapa 11
Venezuela y Trinidad y Tabago: Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración y Plantas de Licuefacción, 2016 y Proyectos



Fuente: Elaboración propia.

En tal sentido, y tal como se señalara anteriormente, los gobiernos de Venezuela y Trinidad y Tobago han firmado un acuerdo de unificación en la operación y desarrollo de la producción de los campos de gas natural de Loran Manatee, cuyas reservas se ubican en el orden de los 290 miles de millones m³. Se trata de un campo es transfronterizo compartido entre ambos países. Se decidió en el marco de dicho acuerdo, que todo el gas será procesado en Trinidad y Tobago, dado que dicho país posee la infraestructura para su captación y posteriormente se transformado en gas natural líquido (GNL) para su exportación. Este acuerdo abre las puertas para otros que permitan en un futuro, por ejemplo, licuar gas natural de Venezuela en las instalaciones ya existentes de Trinidad y Tobago, resolviendo a su vez el faltante de gas que está teniendo este país.

Resulta importante destacar que en Venezuela se encuentra bajo estudio impulsar la diversificación de la matriz energética nacional, principalmente en el subsector eléctrico, propiciando el uso de fuentes renovables de energía y sobretodo el gas natural. Es por ello, y tal como se observa en el siguiente mapa, que dentro de los planes nacionales está previsto ampliar en aproximadamente 3.800 km la red nacional de gasoductos.

En lo que respecta a GNL, el proyecto Mariscal Sucre propone la instalación de una planta de licuefacción de gas natural con una capacidad de 34 millones m³/día (dos trenes de 4,7 Millones de toneladas por año cada uno de gas natural en estado líquido). Tal como se indicara anteriormente este proyecto se encuentra con retrasos en su implementación y bajo análisis.

III. Consideraciones finales y conclusiones

A partir del análisis realizado, se aprecia que todos los países de la región han avanzado, en mayor o menor medida, en el uso y penetración del gas natural como combustible de la transición energética, principalmente destinándolo a la generación de electricidad. En tal sentido y desde el punto de vista de la disponibilidad de gas natural se podrían agrupar los países de la región acuerdo a la siguiente clasificación:

Actuales países con excedentes de gas	Potenciales países con excedentes de gas	Países equilibrados en su oferta y demanda	Países netamente importadores que aún no poseen reservas de gas
<ul style="list-style-type: none"> • Bolivia (Estado Plurinacional de) • Perú • Trinidad y Tabago 	<ul style="list-style-type: none"> • Argentina • Brasil • Venezuela (República Bolivariana de) 	<ul style="list-style-type: none"> • Colombia • Ecuador 	<ul style="list-style-type: none"> • Chile • Paraguay • Uruguay

En lo que respecta a los países que pertenecen al grupo de aquellos que poseen actualmente excedentes de gas, se observa que en Bolivia no ha habido en los últimos años un crecimiento en las reservas probadas que acompañe el incremento observado en la demanda. Si bien los potenciales recursos del país lo posicionan como una fuente de aprovisionamiento que podría continuar suministrando excedentes de gas a la región, dado que sólo el 15% del área con potencial hidrocarburífera ha sido efectivamente explorada, se requiere de la incorporación de nuevas reservas (tal el caso reciente del campo de Incahuasi y de los campos Boicobo y Boyuibe), debido a que en general en la industria del gas se debe considerar disponer de una relación R/P igual a 20 años²⁸ a los efectos de otorgar confianza a las inversiones.

En el caso de Perú, otros de los países que pertenece a este grupo, se observa que si bien entre los años 2014 y 2015 las reservas probadas de gas natural disminuyeron casi un 4%, se espera que éstas aumenten debido a la declaración comercial del Lote 58 (zona de Camisea), donde se descubrió gas natural en varias estructuras. Sin embargo, la disminución del número de pozos exploratorios entre el año 2011 y 2015, implicó una caída de las reservas del orden del 9% (resultante de comparan las reservas

²⁸ Ver: Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia. Potencialidades Energéticas y de Integración Gasífera y Eléctrica. 2007.

del 2015 con el máximo de reservas registradas en el 2012, estimadas en 435 miles de millones m³). En la actualidad Perú no se encuentra interconectado a través de sus gasoductos con la región y la oferta de gas se consume localmente (esperando que esa demanda se incremente debido a los planes de expansión de gasoductos hacia el sur y norte del país) y a partir de la exportación como GNL (atendiendo actualmente demandas por fuera de Sudamérica). La posibilidad a futuro de vincularse con Chile o con Bolivia está supeditada al incremento de sus reservas.

Por su parte, en el caso de Trinidad y Tabago, se observa que ha habido una importante declinación de las reservas de gas en los últimos años (entre los años 2005 y 2013 fue del orden del 35%) y la relación R/P es de sólo 8 años. Fomentar la integración con Venezuela parecería ser la opción oficial adoptada por el momento y la misma permitiría también a Venezuela poner en valor el recurso gasífero que posee en el mar, el que lleva un significativo retraso en su desarrollo.

En lo que se refiere al panorama que presentan los países con potenciales excedentes de gas, se destaca Argentina. Dicho país ha comenzado a transitar el desarrollo de los recursos no convencionales (shale y tight gas), desde el año 2010. En la actualidad estos recursos aportan el 25% de la producción nacional de gas y existen una serie de planes de inversión y proyectos pilotos para la zona de Vaca Muerta, que hacen de este un recurso promisorio. El país por otra parte, cuenta con la mayor cantidad de gasoductos de integración en la región (en total 13, que vinculan a la Argentina con otros 4 países), lo cual le brinda una ventaja comparativa frente a otros países proveedores de gas. Si el proceso de convertir recursos en reservas resulta exitoso, el país podría convertirse en una potencial fuente de aprovisionamiento de gas para los países vecinos y en particular para el sur de Brasil.

En el caso de Brasil, el desarrollo del gas del pre-sal ha sido importante, sin embargo cuestiones de costos, el alto contenido de CO₂ y los escenarios de precios, de acuerdo a la EPE, generan incertidumbres que se plantean desde el punto de vista del abastecimiento.

A consecuencia de lo antes expuesto se aprecia que hasta tanto madure el proceso de consolidación de reservas en los actuales y potenciales proveedores de excedentes de gas, los países de la región han optado por la incorporación de nuevas plantas de regasificación (caso Argentina, Brasil, Chile, Colombia y potencialmente Uruguay), incorporando a los actuales **112 millones m³/día** de capacidad de regasificación **102 millones m³/día** adicionales. Algunos de estos proyectos se encuentran avanzados en su diseño y estudio de factibilidad. En el caso de todas estas ampliaciones se trata de planta “offshore” (tipo FSRU²⁹), inclusive la ampliación de la planta de Mejillones en Chile, localizada en tierra.

En cuanto a los gasoductos de interconexión regional, los planes relevados no presentan el mismo grado de avance que lo observado en las plantas de regasificación. La región posee **16 gasoductos de integración** con una capacidad de transporte instalada en dicha infraestructura que alcanza los **121 millones m³/día**, y con un muy bajo factor de ocupación. En base a los proyectos relevados habría un incremento del transporte de gas vía gasoducto de unos **25 millones m³/día**. Sin embargo, ninguno de los **4 proyectos de interconexión** gasífera identificados se encuentra en fase de construcción. Asimismo, en el caso de 2 de ellos no cuentan con estimaciones acerca de sus posibles capacidades y en el caso de los otros 2, se trata de ampliaciones de gasoductos de integración ya existentes.

Por el lado de las plantas de licuefacción de gas, la región posee a nivel de proyecto (en estudio y evaluación) **sólo una planta, la de Mariscal Sucre** (con una capacidad de 9 Millones Ton GNL/año, equivalente a **34 millones m³/día**) localizada en Venezuela. Los costos de estas instalaciones se han incrementado significativamente en los últimos años frente a la demanda creciente (1.541 U\$S/ton GNL³⁰), de modo que su implementación, sumado al retraso de las inversiones para el desarrollo de esos campos ubicados en el mar lo convierte en un proyecto que parece poco viable en el corto plazo. Además, teniendo en cuenta la necesidad de Trinidad y Tobago

²⁹ Sigla en inglés significa: Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación.

³⁰ Ver: IGU. 2017 World LNG Report. International Gas Union. 2017.

de acceder a fuentes alternativas de aprovisionamiento de gas para atender sus plantas de GNL y la demanda de gas como insumo para la petroquímica, plantea un escenario de colaboración entre dichos países que podría generar beneficios a ambos.

Cuadro 5 **Proyectos Relevados: Gasoductos de Integración, Plantas de Licuefacción y Regasificación**

<u>Proyectos Gasoductos de Integración</u>				
Proyecto	País Origen	País Destino	Capacidad	Estado
Ulé-Maracalbo	Venezuela (República Bolivariana de)	Venezuela (República Bolivariana de)	12,6 MMm3/día	En estudio (ampliación)
Uruguayana-Porto Alegre	Brasil	Brasil	12 MMm3/día	En estudio (ampliación)
GNEA-Asunción	Argentina	Paraguay		Idea
Cochabamba-Julianca	Bolivia (Estado Plurinacional de)	Perú		Idea

<u>Proyecto Plantas Licuefacción</u>			
Proyecto	País	Capacidad	Estado
Planta Mariscal Sucre	Venezuela	34 MM 3/día	En estudio (ampliación)

<u>Proyectos Plantas Regasificación</u>				
Proyecto	País	Tecnología	Capacidad	Estado
Suape	Brasil	FRSU	14 MMm3/día	Planificada
Sergipe	Brasil	FRSU	14 MMm3/día	Planificada
Río Grande	Brasil	FRSU	14 MMm3/día	Planificada
Ampliación Bahía Blanca	Argentina	FRSU	14 MMm3/día	Operativa finales 2018
GNL Talcahuano/GNL Penco	Chile	FRSU	20,5 MMm3/día	Operativo 12/2019
Ampliación Mejillones	Chile	En tierra	4,5 MMm3/día	Operativa finales 2018
Buena aventura	Colombia	FRSU	11 MMm3/día	Operativa 2021
Del Plata	Uruguay	FRSU	10 MMm3/día	En estudio (avanza la terminal)

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a posibles escenarios de oferta de gas a nivel regional y extra-regional, no debe dejarse fuera del análisis las potenciales consecuencias que podrían tener en la región la estrategia adoptada por los Estados Unidos, vinculada con la fuerte expansión propuesta en proyecto de licuefacción dentro de dicho país, con el objetivo de convertirse en el mayor productor mundial de GNL, a partir del shale gas.

De acuerdo al informe anual de la industria de GNL³¹, en la actualidad en el mundo hay instaladas unas 29 plantas de licuefacción en 19 países, con una capacidad nominal de 339 Mtpa³² y un factor de ocupación del 82%. De dicho total unas 78 Mtpa se encuentran en Qatar, 58 Mtpa en Australia, mientras que Estados Unidos sólo posee 10 Mtpa. De acuerdo al informe anual de la International Gas Union³³, en construcción se encontraban en 2017 unos 117 Mtpa, de los cuales 57,6 Mtpa correspondían a Estados Unidos (los que estarían operativos en 2022). De tal modo que en ese año pasaría de ser el noveno país en cuanto a capacidad de plantas de licuefacción a ser el tercero.

En dicho reporte se señala que los proyectos propuestos por América del Norte a partir del año 2022 en adelante (estos son aquellos proyectos que presentan una decisión pre-final de inversión), totalizan unos 671 Mtpa. Se trata de 59 proyectos de licuefacción o trenes de expansión que se han

³¹ Ver: IGU. 2017 World LNG Report. International Gas Union. 2017.

³² Mtpa: millones de toneladas métricas por año de GNL.

³³ Ver: IGU. 2017 World LNG Report. International Gas Union. 2017.

anunciado, de los cuales 335 Mtpa corresponden a Estados Unidos y el resto a Canadá. De cumplirse con estos planes de inversión, la capacidad mundial de licuefacción se **multiplicaría por 3** y evidentemente la posibilidad de convertir al gas natural en un energético con mayor facilidad de negociar internacionalmente, con una dinámica de precios menos vinculada a su relación con el precio del petróleo, sería un hecho. De acuerdo al informe del BP 2017³⁴, el 31% del consumo mundial de gas natural se comercializó internacionalmente, de los cuales el 32% fue vía GNL y el 68% a través de gasoductos. Dicha estructura se viene modificando en los últimos años, observándose un mayor peso relativo del GNL en el mercado internacional del gas, el cual podría aún intensificarse si se concretaran los proyectos internacionales antes mencionados.

Asimismo, cabe destacar que los costos de instalación de las plantas regasificadoras (en la actualidad en el mundo hay una capacidad instalada de 795 Mtpa en 34 países con un factor de ocupación del 34%), han disminuido sustantivamente entre el 2010 y el 2016 (de 200 U\$\$/ton³⁵ a 75 U\$\$/ton, en el caso de plantas de regasificación flotantes) y han aumentado en igual período de 100 a 320 U\$\$/ton en el caso de plantas de regasificación en tierra. De allí que en la región los proyectos a instalar sean barcos regasificadores.

Bajo estas premisas resulta imprescindible analizar la competencia entre el GNL y los proyectos de interconexión gasífera dentro de la región. Frente a la declinación de las reservas observadas en los actuales países proveedores de gas y un posible retraso en la incorporación de recursos a la categoría de reservas en los potenciales países proveedores, el GNL resulta una respuesta en lo inmediato para satisfacer la creciente demanda de gas natural. La sobreoferta de GNL extra-regional que se vislumbra en los próximos años, podría convertirse en un factor esencial a tener en cuenta respecto al desarrollo del gas en la región.

Por lo tanto, los países de la región con reservas suficientes de gas como para atender sus demandas internas y contar a su vez con eventuales saldos exportables, no sólo deberían considerar el mercado internacional del gas como una manera de monetizar el recurso (exportándolo como GNL o vía gasoducto), sino que además deberían considerar y analizar proyectos de industrialización de dicha materia prima ya sea en la rama de la plásticos, los fertilizantes y/o la petroquímica en general, a los efectos de generar valor agregado a partir de dicho recurso y dinamizar de este modo otras ramas de la economía.

³⁴ BP. British Petroleum Statistical Review of World Energy. London, United Kingdom, June 2017.

³⁵ Un FSRU tipo que regasifica 10 millones m³/día, posee una capacidad equivalente de procesar de aproximadamente 3 millones de toneladas al año de GNL.

Bibliografía

- ANP, “Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural”, Brasil, 2016.
- _____ (2009), “Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro”, Brasil.
- ARPEL, “Tendencias del Sector Gas Natural en América Latina y el Caribe”. Montevideo, Uruguay, Abril 2016.
- BP, “British Petroleum Statistical Review of World Energy”, London, United Kingdom, June 2017.
- Di Sbroiavacca, N., “*Shale oil y Shale Gas en Argentina. Estado de Situación y Prospectiva*”, Documentos de Trabajo Fundación Bariloche, Bariloche, Argentina, Julio 2013.
- DOE-EIA, “*World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment*”, Energy Information Administration-ARI, Junio 2013.
- EIA, “Argentina and China lead shale development outside North America in first-half”, June 2015.
- ENAP, “El futuro del petróleo y del gas natural en Chile”, Santiago, Chile, 2012.
- ENARGAS, “Capacidad Operativa de Transporte”, Informe 2015.
- EPE, “*Challenges and Opportunities for South Cone Integration: Gas and Power Infrastructures*”, Meeting WOC5/IGU 2017, Session-Regional Integration, Florianopolis, Brasil, 22 May 2017.
- _____ (2017), “*Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia*”, Empresa de Pesquisa Energética, Ministerio de Minas y Energía, Brasil, Junio.
- GiGa Consulting, “Reporte Trimestral No Convencionales Cuencas Neuquina y Austral”, Buenos Aires, Argentina, Junio 2017.
- GIIGNL, “The LNG industry”, GIIGNL Annual Report 2017.
- Government of Trinidad y Tobago, “Shaping a Brighter Future A Blueprint for Transformation and Growth”, Review of the Economy, Port of Spain, Trinidad y Tobago, 2016.
- IAPyG, “De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos”, Buenos Aires, Argentina, 2015.
- _____ (2015), “El Desafío del Downstream del Gas en Argentina”, Buenos Aires, Argentina, 2015.
- IDEE/FB-CEARE-UBA, “Infraestructura de Integración Gasífera en el Cono Sur: Situación actual y Prospectiva”, Bariloche, Argentina, 2004.
- IGU, “*World LNG Report*”, International Gas Union, 2017.
- Itaipú-PTI-FB, “Elaboración de la Prospectiva Energética de la República de Paraguay 2013-2040”, Itaipú Binacional-FPTI-Fundación Bariloche, Noviembre 2015.
- La Nación, “La Argentina espera retomar en 2019 las exportaciones de gas a Chile”, Buenos Aires, Argentina.
- LNG-World Shipping, “*FSRU Projects Wordwilde*”, May 2015.
- MIEM, “Balance Energético Preliminar 2016”, <http://www.miem.gub.uy>.
- _____ (2017), “*Escenarios Energéticos 2025.pdf*”, Buenos Aires, Argentina, Abril.

- Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “*Balance Energético Nacional 2016*”, Quito, Ecuador, 2016.
- Ministerio de Energía de Chile, “*Balance Nacional de Energía 2015*”, Santiago, Chile, marzo 2017.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, “Potencialidades Energéticas y de Integración Gasífera y Eléctrica”, 2007.
- Ministerio de Minas y Energía de Brasil, “Boletim Mensal de Acompanhamento da Industria de Gas Natural”, Diciembre 2016.
- Ministerio de Minas y Energía de Perú, “*Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos*”, 2016.
- _____ (2014), “*Plan Energético Nacional 2014-2025*”. Lima, Perú, Noviembre.
- OSINERGMIN, “Apuntes para el Plan Energético Nacional”, Lima, Perú, 2014.
- _____ (2017), “La Industria del Gas Natural en el Perú”, A Diez Años del Proyecto de Camisea, Lima, Perú, Marzo.
- PDVSA, “*Informe de Gestión Anual 2015*”, Caraca, Venezuela, 2016.
- Petroleum Economist, “*Energy Map of Trinidad y Tobago*”, edition 2015.
- UPME, “*Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural 2016*”, Ministerio de Energía y Minas de Colombia, Bogotá, Abril de 2016.
- Viceministerio de Minas y Energía de Paraguay, “*Balance Energético Nacional 2015*”, Asunción, Paraguay, Septiembre 2016.



Con el fin de apoyar a los países de la región en el logro del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7) para 2030, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) desarrolló el proyecto “Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para América Latina y el Caribe (ROSE)”, que tiene por objeto cooperar con los países de la región en el diseño de políticas basado en evidencias y en el seguimiento de las acciones destinadas a alcanzar el ODS 7.

Para la consecución de las metas planteadas en el ODS 7 es fundamental comprender el rol del gas natural como un combustible de transición en el actual proceso de cambio energético de la región y en la potencial integración energética de esta.

La actual política de penetración en la matriz energética ha permitido que, a la fecha, el 26% de los recursos primarios utilizados en la región corresponda a gas natural, y se observa que este se destina principalmente a la generación de electricidad. Sin embargo, debido a la declinación de las reservas en los actuales países proveedores de gas, el gas natural licuado (GNL) constituye una respuesta inmediata para satisfacer la creciente demanda de gas natural. Por lo tanto, la sobreoferta de GNL extrarregional se vislumbra como un factor esencial que ha de tenerse en cuenta respecto al desarrollo del sector del gas en América Latina.