

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Cambio climático
en la eficiencia
de centrales
termoeléctricas

*International
Tendencies on
Energy Security:
National Policies*

*Análisis de la
Primera
Generación Eólica
Argentina*

Potencial Energético
de corrientes de las
mareas en el litoral
argentino

Mercado de Gas Natural
en Sudamérica y la nueva
posición Competitiva
de Bolivia



COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

Marcelo Vega
COORDINADOR DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DE LA
ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES GRUPO MONTEVIDEO
(AUGM)

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga. Bibliotecaria OLADE.

COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

REVISORES

Rubén D Piacentini. *Universidad Nacional del Rosario
(UNR). Argentina*

Byron Chilibingua. *Consultor independiente. Ecuador*

Walter Gustavo Morales. *Universidad Tecnológica Nacional
(UTN). Argentina*

José Medardo Cadena. *Organización Latinoamericana de
Energía (OLADE). Ecuador*

Héctor Chávez. *Universidad Santiago de Chile (USACH). Chile*

Andrés Schuschny. *Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador*

Alejandro Gutiérrez Arce. *Universidad de la República
(UDELAR). Uruguay*

Ramiro Rodríguez. *Universidad Nacional de Córdoba
(UNC). Argentina*

Guillermo Garrido. *Instituto Nacional de Tecnología Industrial
(INTI). Argentina*

Mauricio Medinaceli Monrroy. *Consultor independiente.
Bolivia*

Christian Hernández Martínez. *Instituto Mexicano del
Petróleo (IMP). México.*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2019. Todos los derechos reservados.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995 /
2599-489

Fotografías de la portada y contraportada licenciada por
Ingram Image.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad
de los autores y no comprometen a las organizaciones
mencionadas.



EL MERCADO DE GAS NATURAL EN SUDAMÉRICA Y LA NUEVA POSICIÓN COMPETITIVA DE BOLIVIA

Daniel Canedo ¹

Recibido: 23/02/2019 y Aceptado: 24/10/2019
ENERLAC. Volumen III. Número 1. Septiembre, 2019 (78-105).



1 Economista de la Universidad Católica Boliviana. Máster en Economía en la Universidad Nacional de Yokohama, beca otorgada por el Gobierno del Japón. Analista económico en el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Profesional en Análisis Financiero de Proyectos Petroleros - Proyecto GNL en la YPF. Analista Financiero del Proyecto de Agua de la Cooperación Alemana en Santa Cruz.

danacio@gmail.com

RESUMEN

El mercado de gas natural en América del Sur ha cambiado de 1999 a 2019. Cuando el contrato de 20 años entre Bolivia y Brasil comenzó en 1999, las condiciones se resolvieron sobre una base de Toma o paga, y los precios del gas se basaron en una metodología de referencia de precios. Los precios del gas natural se calcularon de acuerdo con el precio del petróleo del golfo de México. Ahora, el mercado de gas de América del Sur ha madurado, el consumo ha aumentado y hay más proveedores. Argentina y Brasil están desarrollando sus propias reservas y el mercado de GNL parece prometedor en la región. Como resultado, la formación de precios está cambiando de la evaluación comparativa de precios a la fijación de precios según Centro de Comercio. Por lo tanto, va a ser un mercado más competitivo, Bolivia ahora enfrenta una nueva realidad. Las buenas noticias, Bolivia podrá cobrar precios más altos, pero Argentina y Brasil están diversificando sus fuentes de suministro, como resultado, Bolivia tiene que buscar nuevos mercados y desarrollar su consumo nacional.

Palabras Clave: Gas Natural, Centros de Comercio, Mercado de Referencia, Precios de Mercados de Referencia, GNL, Toma o Paga, WTI, Henry Hub, Bolivia, Brasil, Argentina.

ABSTRACT

The natural gas market in South America has changed from 1999 to 2019. When the Bolivia and Brazil 20-year contract started in 1999 the conditions were settled on a take or pay basis, and gas pricing was based on a Price Benchmarking methodology, that is natural prices were calculated according to West Texas intermediate Oil Price. Now, the South American gas market has matured, the consumption of gas has increased and there are more suppliers. Argentina and Brazil are developing their own reserves and the LNG market seems promising in the region. As a result, the Price formation is switching from Price Benchmarking into Trade Hub Pricing. Hence, it is going to be a more competitive market, Bolivia now faces a new reality. The Good news; Bolivia will be able to charge higher prices, but Argentina and Brazil are diversifying their supply sources, as a result Bolivia has to look for new markets and develop its national consumption.

Keywords: Natural Gas, Trading Hub, Reference Market, Price Benchmarking, GNL, Take or Pay, WTI, Henry Hub, Bolivia, Brazil, Argentina.

INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente estudio es conocer cuál es la nueva posición competitiva de Bolivia en el mercado del gas natural de Sudamérica. La estructura de mercado cambió entre 1999 y 2019, de pocos oferentes y demandantes que realizaban transacciones por ductos en base a precios calculados en base a mercados de referencia, a una nueva estructura de mercado donde existen varios ofertantes y demandantes, mayor capacidad de consumo y producción, situación que motiva a que exista más competencia y el precio del gas natural sea determinado por las transacciones en la misma región.

La formación de precios del gas natural

Los precios del gas natural son determinados de dos maneras; mediante contratos de largo plazo en base a precios de mercados de referencia (*Price Benchmarking*), y en base a centros de comercio (*Trading Hub*). En el primer caso el gas compite con derivados de petróleo, en el segundo caso el gas compite con otros proveedores de gas.

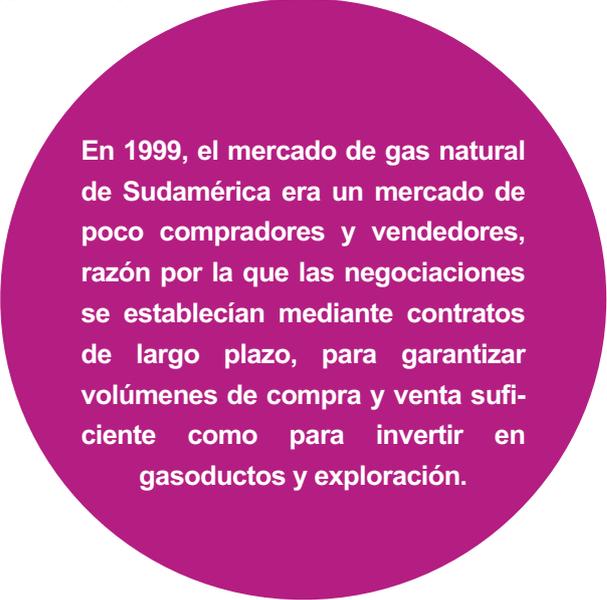
En la formación de precios en base a mercados de referencia el precio del gas se establece en relación a una fórmula, generalmente un promedio ponderado entre combustibles derivados del petróleo. Esta metodología se basa en la idea de que el gas natural entra a reemplazar el consumo de combustibles derivados del petróleo como diésel oil, fuel oil y gasolina. De esta manera, la formación de precios del gas natural responde a las fluctuaciones del precio del petróleo. El mercado de referencia más utilizado en las Américas es el *West Texas Intermediate (WTI)* o precio del golfo de México. Los contratos de largo plazo son mayormente utilizados para el comercio de gas natural a través de ductos.

Los contratos de largo plazo especifican la cantidad de gas que será enviada, junto a las características físicas y químicas, como poder calórico medido en BTU, volumen medido en

base pies cúbicos o metros cúbicos, y cantidad de licuables en el gas natural. Este tipo de transacciones suelen involucrar a un solo oferente, versus un solo demandante. Es decir que, tiende a ser un monopolio y monopsonio, dada la existencia de una barrera de entrada a nuevos participantes, esa barrera de entrada es la disponibilidad de ductos.

En regiones donde el mercado de gas natural está más desarrollado, como Estados Unidos y Canadá, existen varios oferentes y demandantes que comercian gas natural por ductos, en este escenario la formación de precios no se establece por un mercado de referencia, más bien por un centro de comercio, en el caso de Norteamérica el *Henry HUB* es el precio promedio de varias transacciones de gas natural que se realizan en un mercado de varios participantes.

Los precios determinados en base a centros de comercio o *trading hubs*, dependen de acuerdos de envío de carga a un determinado punto de distribución de gas natural, ya sea un puerto de regasificación o una planta de tratamiento de gas. Las cargas de gas en su mayoría provienen de un cargamento de Gas Natural Licuado, los contratos son de corto plazo y dependen de la oferta y la demanda de gas natural (*Gas to Gas*). Es decir que, los cargamentos de GNL entran a competir con la disponibilidad de fuentes de gas natural alternativas.



En 1999, el mercado de gas natural de Sudamérica era un mercado de poco compradores y vendedores, razón por la que las negociaciones se establecían mediante contratos de largo plazo, para garantizar volúmenes de compra y venta suficiente como para invertir en gasoductos y exploración.

Tabla 1: Características de la estructura de la formación de precios

	Mercado de Referencia (Price Benchmarking)	Centro de Comercio (Trading Hub)
Oferta	Monopolio	Varios participantes
Demanda	Monopsonio	Varios participantes
Formación de precios	Sustituto de Petróleo y Derivados	Sustituto de Gas
Transporte	Acceso restringido	Acceso abierto
	Principalmente ductos	Ductos y GNL
Producto	Programación de envíos	De acuerdo a requerimientos
	Homogeneidad del Producto	Calidad Variable
Fiscalización	Regulación del gobierno	Según términos del contrato
Envío de la carga	Inmediato	Rezago entre el acuerdo contractual y el envío

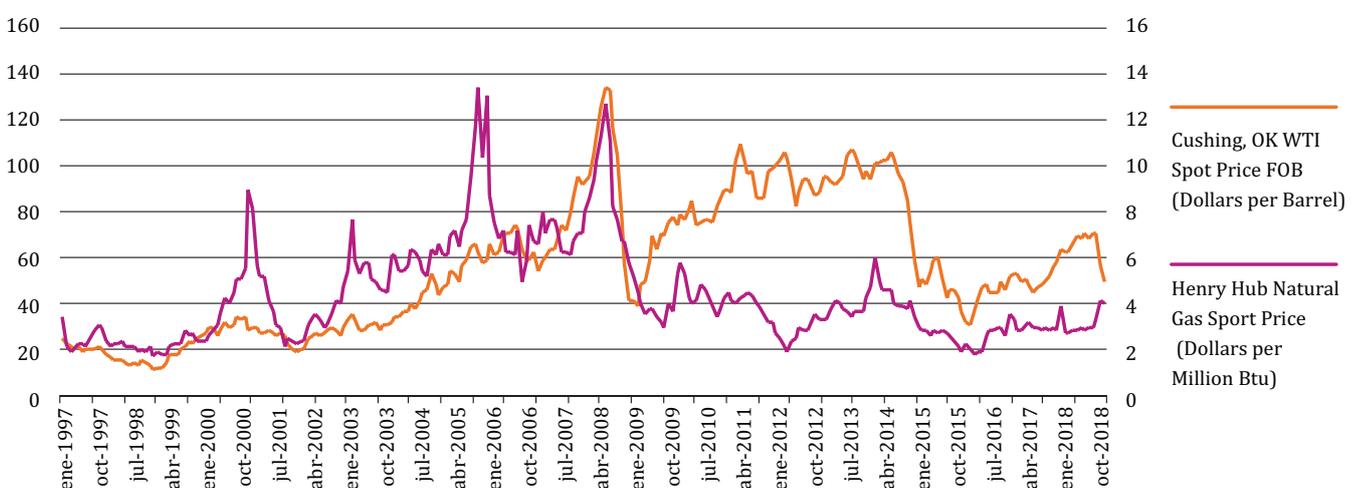
Fuente: Elaboración del autor.

Divorcio entre el precio del gas natural y el petróleo

Los Estados Unidos de América es un mercado maduro tanto para las transacciones de petróleo como de gas natural. Los oferentes y demandantes de gas natural realizan miles de negocios de corto plazo, existe apertura a los medios de transporte –no hay exclusividad para unas empresas si y otras no–, y hay un registro y

seguimiento transparente de las transacciones realizadas. Por esta razón, es que el mercado del gas de Estados Unidos tiene su propio precio referencial, el *Henry HUB*. Hasta el año 2008 el *Henry HUB* y el WTI estaban relacionados; en términos estadísticos estaban co-integrados. Es decir, tenían una tendencia común. A partir de la revolución del gas no convencional, el precio del gas tomo una dinámica propia, ahora estos precios ya no presentan una tendencia común.

Cuadro 1: Precio WTI y *Henry HUB* (USD/bbl y USD/Btu)



Fuente: Elaboración del autor con información del Departamento de Energía, Estados Unidos de América.

La creación de un centro de comercio

El mercado de gas natural en la región sudamericana ha madurado y, por tanto, la forma de realizar transacciones de gas será diferente en el futuro, pasando de ser un mercado basado en la formación de precios en relación a los precios del petróleo, a un mercado donde los precios se determinan según un centro de comercio.

El desarrollo de los centros de comercio de gas natural sigue ciertos acontecimientos para su desarrollo. Primero está la existencia de una robusta red de distribución de gas, luego se da una desregularización del mercado para que los precios reflejen la relación entre la oferta y la demanda y, finalmente, se da el acceso a terceras partes para llevar adelante el transporte.

Un centro de comercio consolidado posee varios compradores y vendedores y acceso abierto a los sistemas de transporte. También debe existir información transparente en relación a los precios y volúmenes transados. De esta manera, pueden construirse números índice que reflejen el movimiento comercial y de esta manera atraer a comerciantes no físicos.

Los comerciantes no físicos son aquellos compradores y vendedores que ni producen ni consumen el gas, más bien solo compran el mismo como una forma de inversión bursátil. La existencia de esta clase de comerciantes atrae liquidez¹ al mercado, pero a su vez puede generar especulación de precios.

Un centro de comercio puede existir físicamente como el *Henry Hub* en los Estados Unidos, o ser un mercado descentralizado de una red de negociación *Over the Counter* como los mercados de mercancías como el *National Balancing Point* del Reino Unido.

1 Liquidez en el sentido financiero; cuando un activo puede ser convertido rápidamente y a bajo costo en dinero.

El comercio de gas por ductos posee la ventaja de programación diaria de envíos, homogeneidad del producto y fiscalización de cantidades y calidad fácil. El ente regulatorio posee una supervisión diligente. En cambio, el comercio de GNL se caracteriza por ser ocasional, existe rezago entre la contratación y el tiempo de entrega, las cargas pueden diferir en los diferentes envíos de GNL y las terminales de importación, y las reglas de operación están en función a los términos contractuales, no a las normas de regulación dictadas por el gobierno.

El Mercado del gas en Sudamérica

El mercado de gas en Sudamérica ha evolucionado desde la década de 1990 al presente 2019. Inicialmente, no existía una capacidad de producción y transporte significativa y, a su vez, salvo la Argentina, el consumo de gas natural era poco difundido a nivel industrial y de las familias, el gas solo tenía importancia para la generación eléctrica.

En los últimos 20 años, Brasil ha impulsado el consumo de este energético, así como otros países de la región, las economías se gasificaron. Los contratos de compra y venta de gas en la década de 1990 seguían el formato *take or pay*² y los precios se establecían en relación a fórmulas que eran un promedio ponderado de los precios de los derivados del petróleo.

En 2019, cambios en la demanda y la oferta han afectado la estructura del mercado del gas natural en la región. Primero, el consumo de gas natural se ha extendido, no solo se utiliza más gas para la generación eléctrica, sino también para la industria, el gas domiciliario y para el

2 *Take or Pay*; toma o paga es una disposición que se incluye en los contratos; según la misma una parte tiene la obligación de recibir la entrega de bienes o pagar una cantidad específica. Este tipo de acuerdo beneficia principalmente al proveedor al reducir el riesgo de perder dinero, derivado de las inversiones realizadas para producir un bien que requiere de altos costos hundidos.

autotransporte o gas natural comprimido. A su vez, la oferta de gas natural ha cambiado, Argentina y Brasil han descubierto significativas reservas en sus territorios y realizan esfuerzos por desarrollar las mismas, adicionalmente, ha entrado en escena un nuevo actor importante, el Gas Natural Licuado (GNL).

La tecnología de licuefacción y transporte de gas natural ha mejorado, de tal manera que existen más oferentes en el mercado, a su vez la posibilidad de llevar GNL por barcos en grandes cantidades y a grandes distancias ha convertido al Gas Natural en un *commodity*, es decir un bien que puede ser transado globalmente, así que su precio no solo depende de las condiciones regionales.

El mercado de gas natural en América del Sur ha madurado y la forma de realizar transacciones de gas será diferente en el futuro, pasando de un mercado basado en la formación de precios en relación a los precios del petróleo, a un mercado donde los precios se determinarán según un centro de comercio.

La red de ductos integrada más importante de la región es aquella conformada por el Sur del Brasil, el Noroeste Argentino y el Este de Bolivia. En esta área existen además varias empresas y el factor más importante es el proceso de desregulación de mercado llevado adelante por Brasil. Donde se buscará que las empresas distribuidoras compren gas directamente a los proveedores sin la intervención de Petrobras. Es así que, el mercado del gas en Sudamérica evoluciona a un mercado de centro de comercio.

Los centros de comercio otorgan flexibilidad a los oferentes y demandantes. La tecnología de licuefacción de gas ha mejorado y se ha diseminado en los cinco continentes, esto hace que existan una serie de oferentes y demandantes a nivel internacional. De tal forma que, el GNL es un bien transable a nivel global, no solo a nivel regional, así que la formación de precios de GNL toma en cuenta las condiciones de demanda de otras regiones, no solo de América Latina.

Balance energético de Sudamérica

América del Sur y el Caribe es una región donde el consumo de gas natural ha aumentado a mayor velocidad que la producción, el balance de gas sigue siendo positivo como región, pero el excedente disminuyó. Incluso la región se ha convertido en importadora de GNL.

Los mayores consumidores de la región son Argentina, Brasil, Trinidad y Tobago, y Venezuela. Estos dos últimos además de ser grandes consumidores, también son grandes productores. El caso de Argentina y Brasil es diferente, son economías cuyo consumo de gas es importante, pero a su vez estas economías hacen esfuerzos por gasificar su matriz energética. También estos países han descubierto importantes reservas tanto en la Formación de Neuquén y el Pre Sal, pero mantienen un balance de gas negativo. Colombia posee un excedente de gas que tiende a desvanecerse y economías como Chile y Ecuador tienen un balance de gas cada más desfavorable.



En 2019, el consumo de gas natural se ha masificado.

Tabla 2: Balance de gas natural América del Sur y el Caribe

Producción de GN (Billones m³)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008 2017
América del Sur	161.5	156.3	163.8	167.5	173.8	176.9	179.1	180.9	178.8	179.0	10.8%
Argentina	42.8	40.3	39.0	37.7	36.7	34.6	34.5	35.5	37.3	37.1	-13.3%
Brasil	12.6	10.3	12.6	14.6	17.0	19.0	20.4	20.4	20.6	23.8	88.3%
Colombia	8.7	10.1	10.8	10.5	11.5	13.2	12.3	11.6	10.9	10.1	16.1%
Perú	3.5	3.6	7.3	11.5	12.0	12.4	13.1	12.7	14.0	13.0	271.4%
Trinidad y Tobago	40.8	42.4	43.5	41.9	41.5	41.7	40.9	38.5	33.5	33.8	-17.2%
Venezuela	33.4	31.8	30.5	30.2	31.9	30.6	31.8	36.1	38.0	37.4	12.0%
Bolivia	13.8	11.9	13.7	15.0	17.1	19.6	20.3	19.6	17.6	17.1	23.9%
Ecuador	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	0.5	0.6	0.5	0.5	0.4	40.3%
Chile	1.9	2.0	1.9	1.6	1.3	1.0	0.8	1.1	1.2	1.2	-37.1%
Otras	3.7	3.7	3.7	3.0	2.8	2.5	2.4	2.7	2.9	2.8	-24.3%
Consumo de GN (Billones m³)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008 2017
América del Sur	143.5	136.6	150.1	153.1	162.2	168.7	172.2	178.6	175.1	173.4	20.8%
Argentina	37.7	37.8	37.8	40.3	41.6	42.9	42.7	43.6	44.7	44.7	18.6%
Brasil	24.0	18.8	25.3	25.1	30.1	35.5	37.8	39.5	33.9	34.4	43.5%
Colombia	7.3	8.4	8.7	8.5	9.5	10.5	11.4	11.2	10.6	10.0	37.0%
Perú	3.3	3.3	4.9	5.4	6.0	5.9	6.7	7.1	7.6	6.7	103.0%
Trinidad y Tobago	20.7	21.6	22.5	22.7	21.6	21.8	21.4	20.9	18.6	18.5	-10.6%
Venezuela	35.1	33.2	32.2	32.6	34.0	32.9	32.9	36.5	38.3	37.6	7.1%
Bolivia	2.0	2.3	2.6	2.9	3.0	3.0	3.3	3.4	3.6	3.7	80.3%
Ecuador	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.9	130.0%
Chile	2.8	2.8	5.7	5.8	5.3	5.3	4.4	4.8	5.9	6.0	114.3%
Otras	4.7	4.9	5.2	5.8	6.3	6.9	7.2	7.1	7.3	7.1	51.1%
Balance	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008 2017
Argentina	-0.4	-0.7	-3.2	-6.3	-9.0	-11.2	-11.7	-11.2	-11.0	-11.4	2,750.0%
Brasil	-11.3	-8.5	-12.6	-10.4	-12.8	-16.5	-17.3	-19.1	-12.8	-10.5	-7.4%
Colombia	1.4	1.7	2.1	2.0	2.0	2.7	0.9	0.4	0.3	0.1	-92.9%
Perú	0.2	0.3	2.4	6.1	6.0	6.5	6.4	5.6	6.4	6.3	3050.0%
Trinidad y Tobago	20.1	20.8	21.0	19.2	19.9	19.9	19.5	17.6	14.9	15.3	-23.9%
Venezuela	-1.7	-1.4	-1.7	-2.4	-2.1	-2.3	-1.1	-0.4	-0.3	-0.2	-88.2%
Bolivia	11.8	9.6	11.1	12.1	14.1	16.6	17.0	16.2	14.0	13.4	14.2%
Ecuador	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.5	339.3%
Chile	-0.9	-0.8	-3.8	-4.2	-4.0	-4.3	-3.6	-3.7	-4.7	-4.8	437.2%
Otras	-1.0	-1.2	-1.5	-2.8	-3.5	-4.4	-4.8	-4.4	-4.4	-4.3	330.0%
Total	18.0	19.5	13.6	13.0	10.4	6.9	5.2	0.7	2.3	3.4	-81.2%
Sin Trinidad y Tobago	-2.1	-1.3	-7.4	-6.2	-9.5	-13.0	-14.3	-16.9	-12.6	-11.9	467.3%

Fuente: ANP Brasil, Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

Entonces, los países de la región que poseen un excedente energético son Trinidad y Tobago, Perú y Bolivia. Trinidad y Tobago realiza importantes exportaciones de gas, pero mediante operaciones de ultramar o GNL, así que su comercialización no es por ductos, no es mediante contratos de largo plazo, más bien depende de contratos según cargamento. Trinidad y Tobago mira al mundo como su mercado potencial, no solo a la región. Perú es una economía que utiliza cada vez más gas natural, duplicó su consumo entre 2008 y 2017 y también ha desarrollado su producción, así que posee un excedente que ha aumentado y es de similar magnitud que el déficit de gas de Chile.

Bolivia por otro lado, es la nación que le sigue a Trinidad y Tobago en cuanto a excedente de gas. Pero dada su falta de acceso al mar, no dispone del comercio de GNL como alternativa, al menos no en el corto plazo, así que su excedente es comercializado en la región a través de ductos. Y los mercados a los cuales atiende son las economías con mayor déficit de gas, Brasil y Argentina. Con Chile no existe un acercamiento comercial, por razones de conflictos limítrofes, pese a que es la tercera economía con mayores necesidades energéticas.

La región como un todo ha disminuido su excedente de gas de 18 billones de metros cúbicos en 2008 a 3,4 billones de metros cúbicos en 2017, pero si se descuenta a Trinidad y Tobago, existe un déficit en América del Sur de 11,9 billones de metros cúbicos. Por esta razón, es que la región aparece como mercado potencial para GNL, procedente no solo de Trinidad y Tobago, sino también de Guinea Ecuatorial, Nigeria, Qatar y Estados Unidos de América.

Argentina y Brasil a su vez experimentan cambios estructurales que incluyen: promover la producción interna, dado que poseen reservas; desregularización de mercados, en Argentina se levantó el subsidio del gas a los consumidores; y en Brasil se eliminó la intermediación de Petrobras y existe apertura hacia la importación de GNL. Brasil construye más plantas de regasificación en

sus costas para utilizar gas natural para potenciar su red eléctrica y Argentina busca exportar excedentes de gas en forma de GNL o bien por un nuevo ducto a Brasil.

Entonces, es necesario conocer la estructura y las reformas regulatorias en Brasil y Argentina para comprender la nueva posición competitiva de Bolivia y, a su vez, conocer los mecanismos de formación de precios de GNL, que interactúan con los precios de exportación de Bolivia (precios según mercado de referencia), para conocer cuál será la nueva dinámica de la relación comercial de Bolivia con sus socios regionales y que proyección existe en un nuevo mercado; GNL de Bolivia.

Brasil: Estructura de mercado del gas natural

Nueva regulación

Brasil en 2016 lanzó el plan “Gas para Crecer” con el fin de fortalecer el sector energético y mejorar su competitividad. El plan contempla incrementar el consumo de gas natural y fortalecer las fuentes de suministro existentes como: producción local, importación a través de ductos e importaciones de GNL. A su vez, el plan promueve la desregularización del mercado para la venta al por mayor del energético, con la finalidad de acrecentar la competencia y de esta manera mejorar la disponibilidad de gas natural a mejores precios.

El gobierno brasileño apunta a impulsar la producción y demanda de gas mediante la mejora del marco regulatorio actual, Ley 9.478 / 1997 (Ley del Petróleo de 1997) y en la Ley 11.909 / 2009 (Ley del Gas de 2009). Acrecentar la competencia eliminando barreras de entrada a terceros a la infraestructura – ductos, plantas de procesamiento y terminales de gas – crear un sistema de transmisión independiente

Petrobras perderá su posición dominante en la distribución de gas natural, dado que deberá ceder en concesión o entrar en sociedad con las distribuidoras de gas. Así se elimina al mayorista

o la firma dominante (cuasi monopsonio) creando mayor competencia en el mercado. Petrobras es una firma integrada verticalmente, dado que produce, importa, transporta y distribuye el gas natural, esto le da un notable poder de mercado.

Otros productores tendrán acceso directo a la red de distribución, nuevas empresas podrán dar el servicio de distribución y de esta manera pequeñas empresas competirán entre sí, mediante contratos de corto plazo, esta competencia tenderá a reducir los márgenes y esta reducción se verá reflejada en el precio al consumidor final.

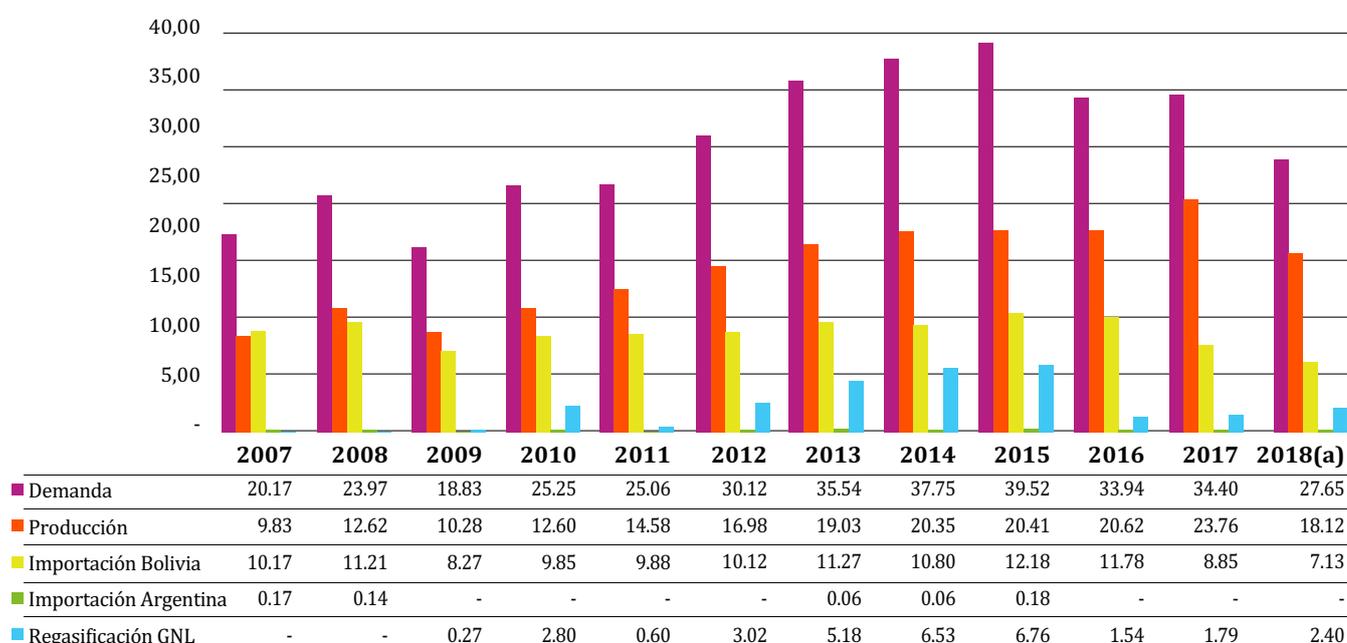
La intencionalidad del Plan Gas para Crecer es expandir la producción y la demanda, mediante una nueva estructura de mercado con más participantes, es decir, abandonar el modelo de grandes empresas (monopolios en cadena). En este nuevo escenario Bolivia no será excluida, pero deberá participar de una forma diferente al contrato de compra y venta de gas 1999-2019.

La demanda y la oferta de gas natural en Brasil

La demanda de gas natural en Brasil ha crecido a un promedio de 4,3% entre 2007 y 2018, mientras que la producción creció a una media anual de 6,9%. Brasil busca reemplazar sus importaciones de gas natural mediante el incremento de su producción nacional, sobre todo por el descubrimiento de importantes reservas en su propio territorio. Brasil ocasionalmente realiza importaciones de gas procedentes de la Argentina y utiliza cargamentos de GNL para alimentar a su sector de generación eléctrica.

Toda economía necesita energía para crecer y mantener su vitalidad. La matriz energética de Brasil está compuesta hoy en día de: 40% petróleo, 29% Hidroeléctricas, 13% renovables (incluyendo bio-combustibles), 6% carbón, 1% energía nuclear, y 11% gas natural.

Cuadro 2: Brasil: Demanda y oferta de gas natural (en billones de metros cúbicos)



(a) Datos a noviembre de 2018

Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

En 2007, el gas procedente de Bolivia era más de la mitad del total disponible en la economía, la participación del gas boliviano en este mercado ha ido disminuyendo hasta ser un cuarto del

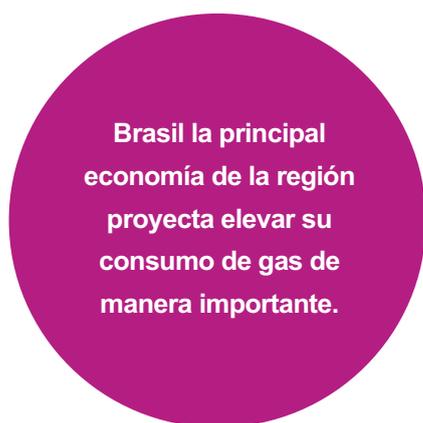
gas disponible en Brasil. Esto demuestra la estrategia de Brasil de diversificar sus fuentes de aprovisionamiento y a su vez depender más de su producción local.

Tabla 3: Demanda y oferta de gas natural en Brasil (en porcentajes)

	Demanda	Producción	Importación Bolivia	Importación Argentina	Regasificación GNL
2007	100.00 %	43.75 %	50.42 %	0.83 %	0.00 %
2008	100.00 %	52.65 %	46.78 %	0.57 %	0.00 %
2009	100.00 %	54.62 %	43.94 %	0.00 %	1.44 %
2010	100.00 %	49.91 %	38.99 %	0.00 %	11.10 %
2011	100.00 %	58.17 %	39.45 %	0.00 %	2.38 %
2012	100.00 %	56.36 %	33.59 %	0.00 %	10.04 %
2013	100.00 %	53.54 %	31.72 %	0.18 %	14.56 %
2014	100.00 %	53.91 %	28.62 %	0.16 %	17.31 %
2015	100.00 %	51.64 %	30.81 %	0.45 %	17.10 %
2016	100.00 %	60.75 %	34.72 %	0.00 %	4.54 %
2017	100.00 %	69.06 %	25.73 %	0.00 %	5.21 %
2018 (a)	100.00 %	65.54 %	25.78 %	0.00 %	8.67 %

(a) Datos a noviembre de 2018

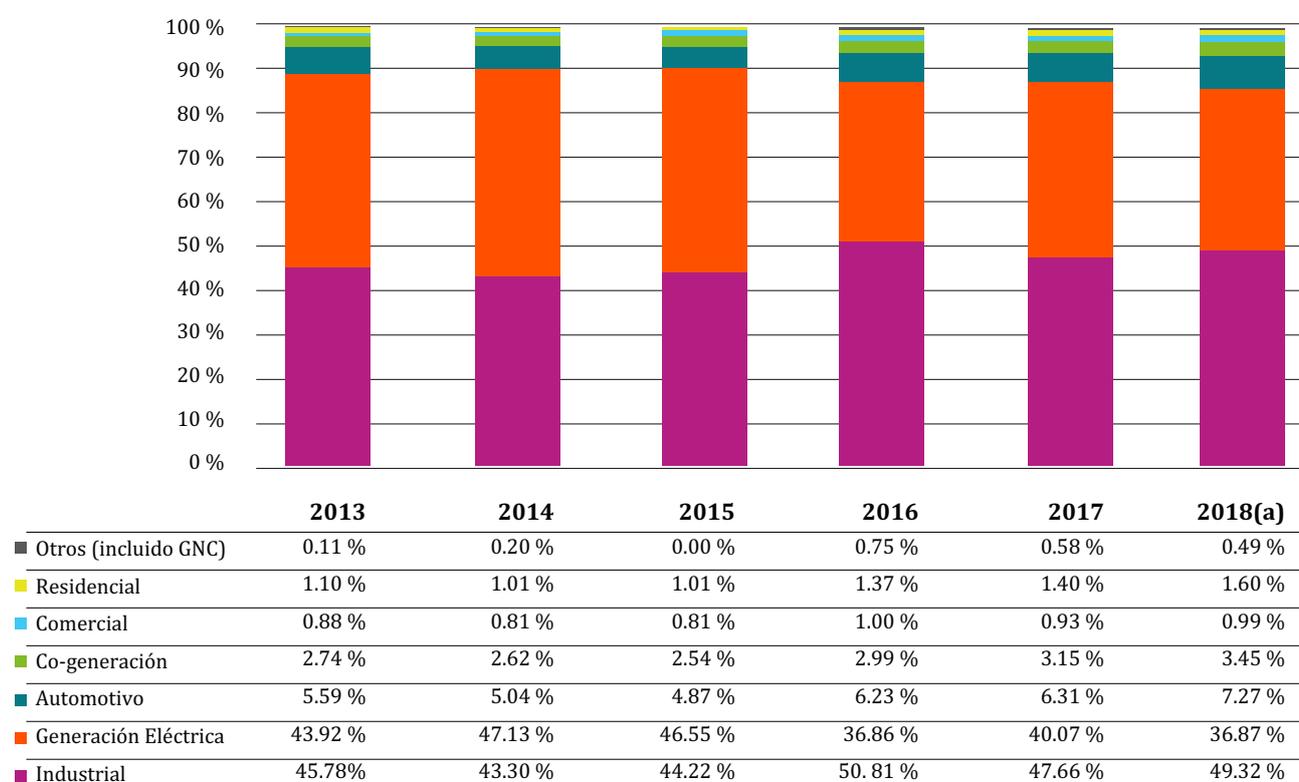
Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.



La demanda de gas natural en Brasil tiene un componente cíclico dado por el comportamiento climático, cuando las centrales hidroeléctricas poseen menor rendimiento, la matriz energética necesita más gas natural. Si por el contrario el clima favorece la producción de hidroelectricidad la demanda por gas natural disminuye.

Las importaciones de gas natural tienden a aumentar cuando se necesita más gas para generación eléctrica. Tanto las importaciones de GNL como las importaciones de gas natural de Bolivia aumentan. Como se puede apreciar en el Cuadro 2, las importaciones de GNL tuvieron su máximo desempeño en el 2015 ese mismo año las importaciones de gas natural procedentes de Bolivia tuvieron su nivel más alto. Es de esta manera que, el gas importado en Brasil compite con la producción de gas nacional y la hidroelectricidad. El principal uso del gas en Brasil es para las industrias, luego la generación eléctrica y el parque automotor. El gas natural para uso residencial no es extendido y representa solo una parte de la demanda.

Cuadro 3: Brasil: Composición de la demanda de gas natural (en porcentajes)



(a) Datos a noviembre de 2018

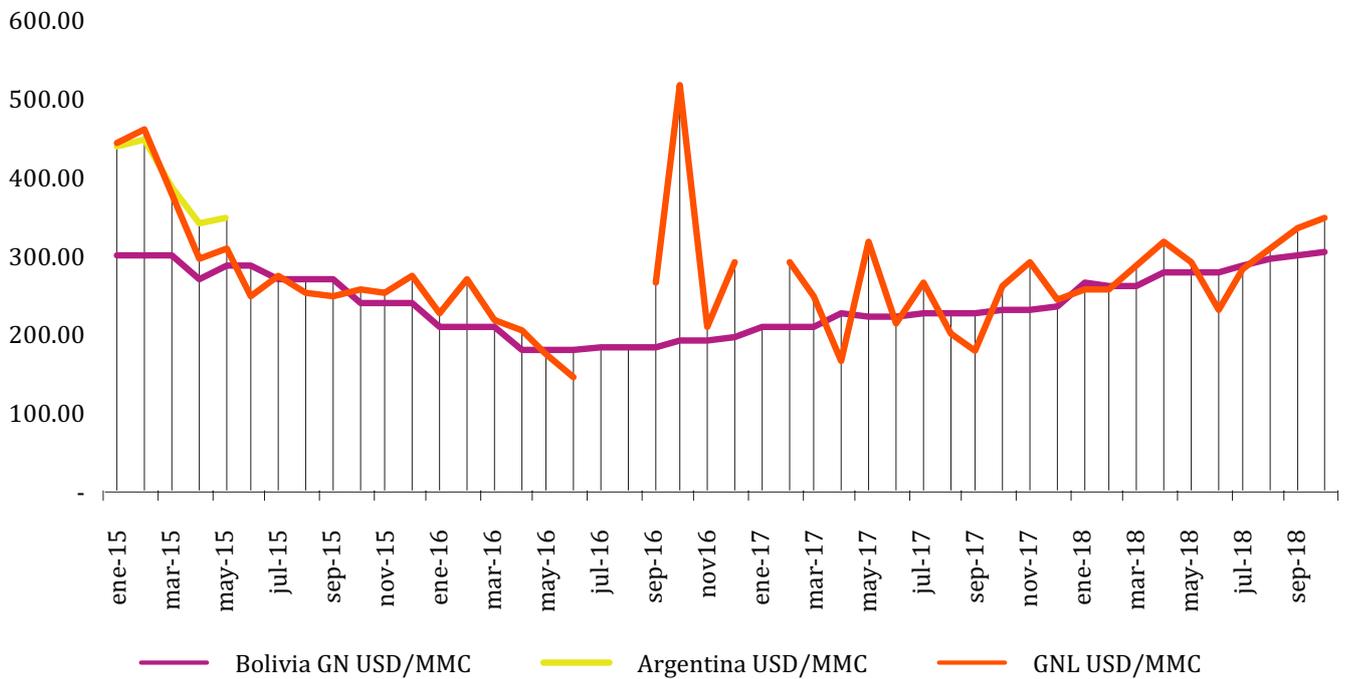
Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

Los precios del gas natural en Brasil

Brasil adquiere gas importado de Bolivia mediante un contrato de largo plazo (a fenecer en julio de 2019) este precio está indexado al precio del petróleo y se le añade una tarifa fija de transporte, la misma que se revisa anualmente. Las compras de GNL en cambio se realizan de manera ocasional en el mercado de Spot Price o en base a contratos de corto plazo. De ahí, Petrobras vende el gas disponible – importado y nacional – a las distribuidoras, a las mismas añade una tarifa de transporte misma que se basa en el precio de un producto derivado de petróleo. Este documento no hará un análisis de los precios al consumidor final, solo revisará la competitividad del gas boliviano, más su tarifa de transporte frente al GNL.

Argentina en 2015 vendió gas natural a Brasil, luego a causa de la caída en sus niveles de producción y la demanda interna durante el invierno austral – como se verá en la siguiente sección – Argentina dejó de vender gas a Brasil. Las compras de GNL, por otro lado, gracias a las mejoras en la tecnología recientes han permitido a Brasil comprar gas de ultra mar a precios competitivos. Pero los precios de GNL presentan mayor volatilidad, en cambio los precios importados de Bolivia, dada su metodología de cálculo son más estables.

Cuadro 4: Precio del gas natural importado por Brasil (USD por metro cúbico)



Los precios de Argentina y Bolivia incluyen Tarifa de Transporte
 Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

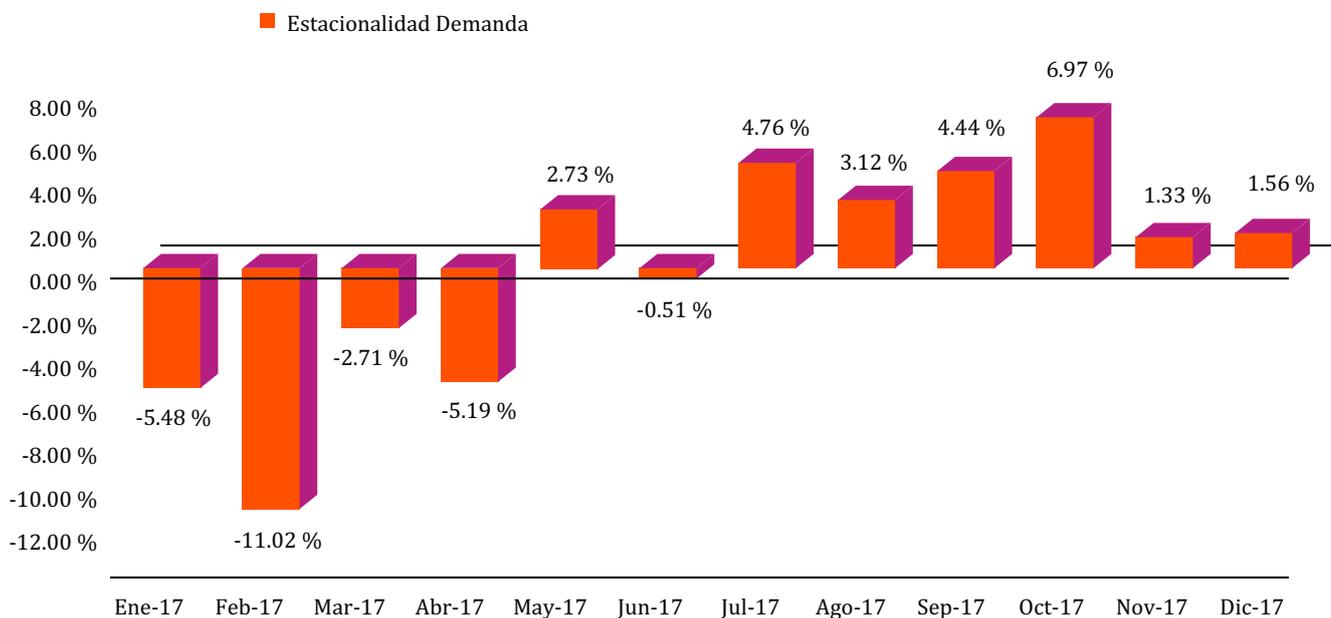
El plan “Gas para Crecer” está dirigido a diversificar las fuentes de aprovisionamiento de gas natural a Brasil y hacer más competitivo el mercado. El plan contempla la desregulación del mercado, es decir que PETROBRAS ya no será la empresa que revende el gas importado a las empresas distribuidoras, ahora las mismas pueden hacer acuerdos internacionales, y a su vez el gobierno de Brasil ha mejorado la capacidad instalada que posee para importación de GNL. Actualmente, posee cuatro plantas de regasificación, tiene una en construcción y planifica hacer seis más.

Un análisis estadístico de las series de datos: producción, demanda, importaciones de Bolivia, Argentina y GNL, todas las series en metros

cúbicos, demuestran que las series a excepción de Argentina presentan estacionalidad. Así mismo, se constata la existencia de un componente cíclico en la demanda, las importaciones de GNL presentan volatilidad significativa desde el punto de vista estadístico.

La estacionalidad en la serie de datos de producción e importaciones de Bolivia y GNL es causada por la estacionalidad en la demanda. El factor estacional afecta a la serie de datos tal y como se ve en el Cuadro 5, entre enero y abril la cantidad de gas natural tiende a bajar en relación al resto del año, en cambio de julio a diciembre el consumo se incrementa. También se evidencia que las importaciones de GNL aumentan en el segundo semestre del año (2018).

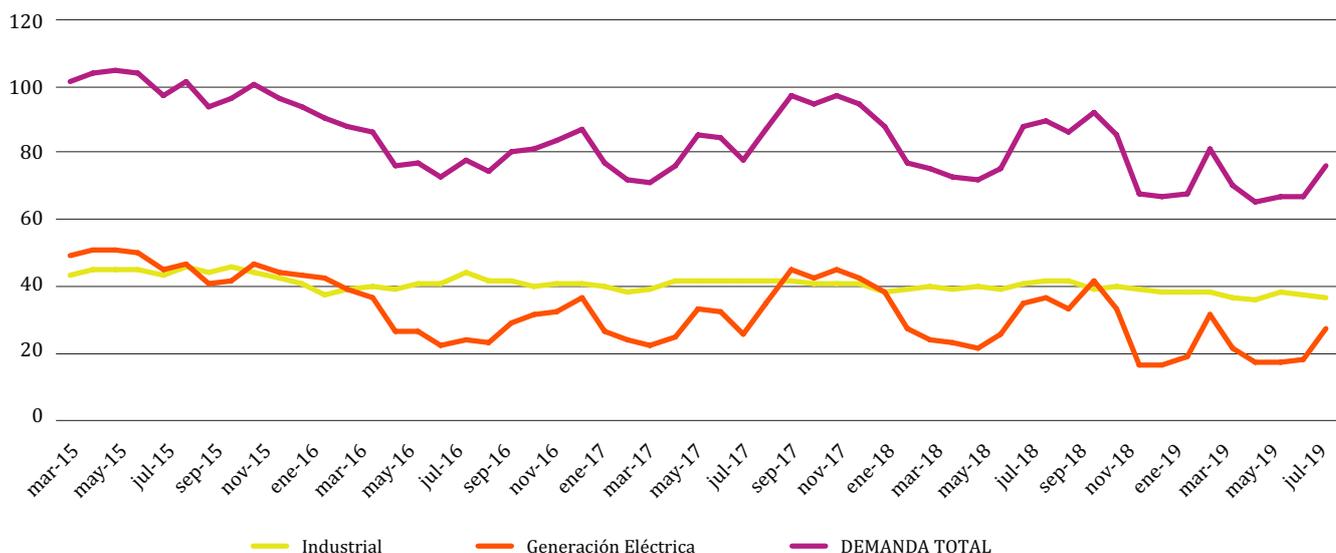
Cuadro 5: Efecto estacional demanda de gas natural en Brasil (en porcentaje)



Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

El efecto estacional hace que el consumo de gas natural en Brasil sea mayor durante el segundo semestre del año y la razón está en el sector eléctrico que es el segundo sector de mayor consumo de gas natural en Brasil, este sector de julio a octubre incrementa su necesidad de gas natural.

Cuadro 6: Consumo natural por sectores (en millones de m³/día)



Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

Conclusiones Brasil

a) Brasil es el cuarto mayor productor de gas de Sudamérica luego de Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago, y es el tercer mayor consumidor de gas natural de la región Sudamericana, luego de Argentina y Venezuela.

b) La matriz energética de Brasil está compuesta hoy en día de: 40% petróleo, 29% hidroeléctricas, 13% renovables (incluyendo bio-combustibles), 6% carbón, 1% energía nuclear y 11% gas natural; el gobierno espera que para el año 2040 la participación del gas se eleve a 16%.

c) El nuevo marco regulatorio de Brasil está dirigido a fomentar la competencia; permite que más empresas participen de la exploración y producción de gas natural, y genera la apertura del sistema de distribución por ductos, es decir que, no solo Petrobras será dueña de la red de ductos sino que habrá nuevas empresas que den este servicio, o bien toda empresa productora podrá distribuir su producción a través de la red existente pagando una tarifa de transporte. De esta manera se elimina una barrera de entrada a las empresas nuevas.

d) Brasil en 2016 lanzó el plan “Gas para Crecer” con el fin de fortalecer el sector energético y mejorar su competitividad. El plan contempla incrementar el consumo de gas natural y fortalecer las fuentes de suministro existentes como: producción local, importación a través de ductos e importaciones de GNL. A su vez, el plan promueve la desregularización del mercado para la venta al por mayor del energético, con la finalidad de acrecentar la competencia y de esta manera mejorar la disponibilidad de gas natural a mejores precios.

e) La demanda de gas natural en Brasil ha crecido a un promedio de 4,3% entre 2007 y 2018, mientras que la producción creció a una media anual de 6,9%. Brasil busca reemplazar sus importaciones de gas natural mediante el incremento de su producción nacional, sobre todo por el descubrimiento de importantes reservas en su propio territorio.

Brasil ocasionalmente realiza importaciones de gas procedentes de la Argentina y utiliza cargamentos de GNL para alimentar a su sector de generación eléctrica.

f) En 2007, el gas procedente de Bolivia era más de la mitad del total disponible en la economía, la participación del gas boliviano en este mercado ha ido disminuyendo hasta ser un cuarto del gas disponible en el Brasil. Esto demuestra la estrategia de Brasil de diversificar sus fuentes de aprovisionamiento y a su vez depender más de su producción local.

g) La demanda de gas natural en Brasil tiene un componente cíclico dado por el comportamiento climático, cuando las centrales hidroeléctricas poseen menor rendimiento, la matriz energética necesita más gas natural. Si por el contrario el clima favorece la producción de hidroelectricidad la demanda por gas natural disminuye.

h) Brasil adquiere gas importado de Bolivia mediante un contrato de largo plazo (a fenecer en julio de 2019) este precio está indexado al precio del petróleo, y se le añade una tarifa fija de transporte, la misma que se revisa anualmente. Las compras de GNL en cambio se realizan de manera ocasional en el mercado de *Spot Price* o en base a contratos de corto plazo. De ahí, Petrobras vende el gas disponible – importado y nacional – a las distribuidoras, a las mismas añade una tarifa de transporte la cual se basa en el precio de un producto derivado de petróleo. Este documento no hará un análisis de los precios al consumidor final, solo revisará la competitividad del gas boliviano, más su tarifa de transporte, frente al GNL.

i) Existe estacionalidad en la demanda de gas natural de Brasil. El efecto estacional hace que el consumo de gas natural en Brasil sea mayor durante el segundo semestre del año, y la razón está en el sector eléctrico, este sector es el segundo de mayor consumo de gas natural en Brasil y de julio a octubre incrementa su necesidad de gas natural.

j) No existen datos disponibles sobre la estructura de costos de la producción local, por tanto, no es posible definir la competitividad de la producción local. Sin embargo, la mayor parte de la producción de Brasil es de ultra mar, misma que involucra costos mayores que la producción en tierra.

Actualmente, el mercado posee a varios compradores y vendedores. Existen nuevas reglas del juego, los precios se determinan por el mercado regional, ya no mediante fórmulas atadas a un mercado de referencia y el mercado es más competitivo.

Argentina: estructura del mercado del gas

Argentina se caracteriza por ser la economía latinoamericana con mayor dependencia del gas natural. Dado que el 51.1% de la matriz energética de ese país depende del gas natural. En comparación, en Brasil la matriz energética depende en 11% del gas natural y el consumo total anual llega 44.674 millones de metros cúbicos en 2017, en tanto que en Argentina el consumo llega a 44.65 millones de metros cúbicos, ligeramente menor.

Argentina es una economía con abundantes reservas de gas y de petróleo. Es el país que más gas natural consume en la región sudamericana y es el segundo mayor productor (luego de Venezuela). Argentina congeló durante varios años los precios internos del gas natural con el fin de asegurar que las familias y las industrias posean gas natural a precios bajos, y a su vez puso restricciones a la exportación de este energético.

El resultado fue que las empresas tuvieron bajos incentivos para la inversión, no se desarrollaron las reservas existentes. La producción nacional decreció en la década de 2010, mientras que, la economía necesita más gas para sus actividades. Como consecuencia, Argentina inició importaciones de gas natural de Bolivia y de gas natural licuado de ultramar. En el 2016, 2017 y 2018 Argentina compró gas natural a Chile³ a precios superiores a otras fuentes, USD 7,7 MPC, USD 8,88 MPC USD 10,41 MPC respectivamente.

En el 2009 la producción nacional cubría el 100% de las necesidades nacionales de consumo, luego este número fue descendiendo gradualmente, hasta llegar al 2014 cuando la producción nacional alcanzaba para abastecer al 70,65%, en ese momento la dependencia de Argentina del gas boliviano llegaba a 13,8%, y las importaciones de GNL representaban el 15,62%. A partir del Plan Gas la participación de la producción local se ha incrementado a 79,92% para 2018 – dato pronosticado - mientras que la dependencia del gas de Bolivia llega a 12.25% y de GNL 7.86%.

La producción de gas natural de Argentina debido a la política antes mencionada disminuyó entre 2009 y 2014, luego el gobierno introdujo cambios en la regulación con el objetivo de incentivar la producción nacional dada la existencia de importantes reservas. A su vez, el consumo de gas natural en Argentina continuó creciendo de tal forma que se estima que en el 2018 será 34% superior a 2009.

3 Chile es una economía que consume 5 veces la cantidad de gas que produce, ver Tabla 2. Por esta razón realiza importaciones de Trinidad y Tobago, Australia, Estados Unidos y Qatar. Así que revendió GNL re gasificado a la Argentina. Así mismo, el balance energético de Chile está empeorando, dado que su producción entre 2008 y 2017 cayó 37,1% y su consumo se incrementó 114,3%. De tal manera que, el mismo se proyecta a ser un importante mercado para la Argentina y el Perú.

Tabla 4: Demanda y oferta de gas natural en Argentina

En mil miles de metros cúbicos

Año	Producción		Importaciones			Consumo	Exportaciones	
	Bruta	Prod Nacional (a)	GN Bolivia	GN	GNL	Interno	Export GN	GNL
2009	48,419,249.44	37,693,424.00				37,693,424.00		
2010	47,107,583.75	34,241,209.68	2,201,472.61	-	1,766,077.43	37,807,576.00	401,183.72	-
2011	45,527,553.62	33,022,470.58	3,384,228.64	-	4,081,216.03	40,335,422.00	152,493.24	-
2012	44,123,694.14	31,188,384.77	5,835,423.56	-	4,595,213.60	41,552,297.00	66,724.93	-
2013	41,708,288.78	31,573,525.86	5,689,897.83	-	5,711,191.97	42,914,771.00	59,844.66	-
2014	41,484,025.17	30,201,187.03	5,899,840.77	-	6,677,126.06	42,749,531.00	25,786.15	2,836.70
2015	42,905,532.61	32,321,960.36	5,956,681.14	-	5,314,533.84	43,570,557.00	22,618.34	-
2016	44,987,805.86	33,842,064.51	5,756,149.00	362,740.94	4,752,434.12	44,685,513.00	27,875.57	-
2017	44,656,658.56	33,092,445.82	6,591,200.40	278,465.84	4,799,422.37	44,701,203.00	60,331.43	-
2018 (b)	47,488,733.57	37,134,105.15	5,691,494.78	213,808.98	3,653,131.16	46,466,330.45	226,209.63	-

Participación en porcentajes

Año	Producción		Importaciones			Consumo	Exportaciones	
	Bruta	Prod Nacional (a)	GN Bolivia	GN	GNL	Interno	Export GN	GNL
2009	128.5 %	100.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	100.00 %	0.00 %	0.00 %
2010	137.6 %	90.57 %	5.82 %	0.00 %	4.67 %	100.00 %	1.06 %	0.00 %
2011	137.9 %	81.87 %	8.39 %	0.00 %	10.12 %	100.00 %	0.38 %	0.00 %
2012	141.5 %	75.06 %	14.04 %	0.00 %	11.06 %	100.00 %	0.16 %	0.00 %
2013	132.1 %	73.57 %	13.26 %	0.00 %	13.31 %	100.00 %	0.14 %	0.00 %
2014	137.4 %	70.65 %	13.80 %	0.00 %	15.62 %	100.00 %	0.06 %	0.01 %
2015	132.7 %	74.18 %	13.67 %	0.00 %	12.20 %	100.00 %	0.05 %	0.00 %
2016	132.9 %	75.73 %	12.88 %	0.81 %	10.64 %	100.00 %	0.06 %	0.00 %
2017	134.9 %	74.03 %	14.75 %	0.62 %	10.74 %	100.00 %	0.13 %	0.00 %
2018 (b)	127.9 %	79.92 %	12.2 %	0.46 %	7.86 %	100.00 %	0.49 %	0.00 %

(a) La producción Nacional= Producción Bruta – Gas Reinyectado, venteado, quemado, y utilizado en E&P

(b) Datos hasta noviembre de 2018

Fuente: Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

También es necesario observar que el mercado argentino de gas tiene una característica importante: la estacionalidad de la demanda de gas, la misma hace que durante los meses invernales, el consumo se incremente en relación al resto del año, en estos meses es cuando Argentina tiende a comprar más gas en los mercados internacionales, en cambio en verano, el país tiene un excedente de producción, razón

por la que durante los años observados Argentina también realizó exportaciones de gas e incluso en 2014 llegó a exportar GNL. Otra observación necesaria es la relación entre producción bruta y producción neta, la cual nos muestra cuanto gas se produce, pero no se vende, ya que el mismo es reinyectado, venteado, quemado, o utilizado en E&P; en 2012 del gas producido 41,5% no se comercializó.

Producción convencional vs. no convencional

A su vez, Argentina posee las segundas reservas a nivel mundial de gas no convencional principalmente en la formación de Neuquén, donde existe el famoso yacimiento de Vaca Muerta. Si bien este famoso yacimiento ha incrementado su producción gracias al Plan Gas, su producción sirve en parte para reemplazar la baja en la producción en yacimientos más antiguos. Por ejemplo, el Yacimiento de Loma La Plata representaba el 13,91% de la producción nacional en 2009, con una producción de 6.7 miles de millones de metros cúbicos al año, sin embargo, para el 2018 este yacimiento decayó a 2.6 miles de MM de M3 al año, es decir

6,12% de la producción total. Argentina en 2018 posee 1295 yacimientos de gas, de los cuales la producción está en expansión en 257, en declive en 332 y 706 yacimientos pasaron a ser inactivos. La producción total está en ascenso, pero aún es inferior a la existente en 2009.

La producción de gas en Argentina en 2009 era suficiente para cubrir las necesidades de consumo, pero a partir de 2010 disminuyó hasta llegar a un mínimo en 2014, luego debido a la nueva política energética y gracias a las reservas no convencionales la producción se ha recuperado. En 2018 la producción llega a superar a la producción de 2010 pero aún está por debajo de 2009.

Tabla 5: Producción de gas natural por estado de yacimiento (en miles de metros cúbicos)

Producción de Gas Natural por Estado de Yacimiento

En miles de metros cúbicos

Año	Declive	Expansión	Inactivo	Producción Bruta
2009	44,728,173.71	3,691,075.73	-	48,419,249.44
2010	42,247,140.96	4,851,452.98	8,989.81	47,107,583.75
2011	38,661,436.87	6,854,377.00	11,739.74	45,527,553.62
2012	35,182,136.70	8,888,360.63	53,196.82	44,123,694.14
2013	31,936,765.24	9,202,383.50	569,140.04	41,708,288.78
2014	29,322,785.04	12,063,611.34	97,628.79	41,484,025.17
2015	27,615,999.69	15,116,749.12	172,783.80	42,905,532.61
2016	24,832,678.71	19,999,992.05	155,135.11	44,987,805.86
2017	20,924,804.09	23,695,392.73	36,461.74	44,656,658.56
2018 (b)	17,324,182.55	30,164,551.03	-	47,488,733.57

Pronóstico Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina

Fuente: Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

Estructura de la demanda de gas natural

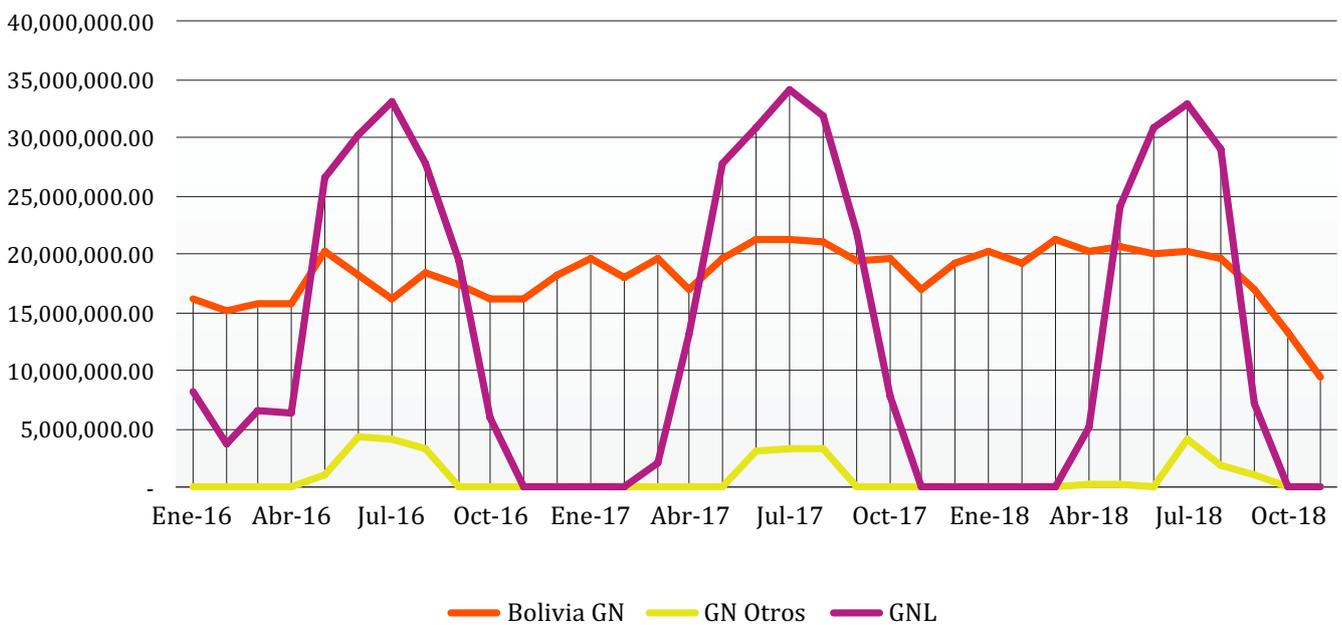
La demanda de gas natural en Argentina está compuesta de dos partes, la demanda base y la demanda estacional. Durante los meses de invierno el consumo tiende a incrementarse, principalmente por el incremento del consumo residencial y de las centrales eléctricas, en tanto que la industria presenta un nivel de consumo estable a lo largo del año. Por otra parte, la matriz

energética de gas natural en Argentina está compuesta de tres clases de fuentes, la producción nacional, las importaciones de Bolivia y las importaciones de otras naciones. La producción nacional y las importaciones de Bolivia siguen un patrón estable a lo largo del año, así que ambas son utilizadas principalmente para atender a la demanda base.

En cambio, las importaciones de gas natural por ductos de otros países (Chile) y las importaciones de GNL se realizan para cubrir la demanda estacional. Es importante destacar que, la demanda base siempre se atiende con la fuente más barata y estable, mientras que la demanda variable se atiende con fuentes más costosas y que puedan prescindirse, es decir, cambiar un proveedor por otro. Argentina compra GNL en un mercado spot, donde se adquieren los cargamentos de GNL según las condiciones de mercado del momento, no en base a acuerdos contractuales de larga duración.

Como puede observarse en el cuadro 7, el consumo de gas natural en Argentina tiene un comportamiento evidente que no es necesario realizar un análisis de estacionalidad de la serie, tan solo se descomponen las importaciones entre gas natural procedente de Bolivia, gas natural de otros (Chile) y el gas natural procedente de ultramar o GNL. Como puede verse, las importaciones bolivianas son las que menos variaciones presentan, en cambio las importaciones de otro origen son plenamente realizadas para cubrir el auge de la demanda de gas invernal.

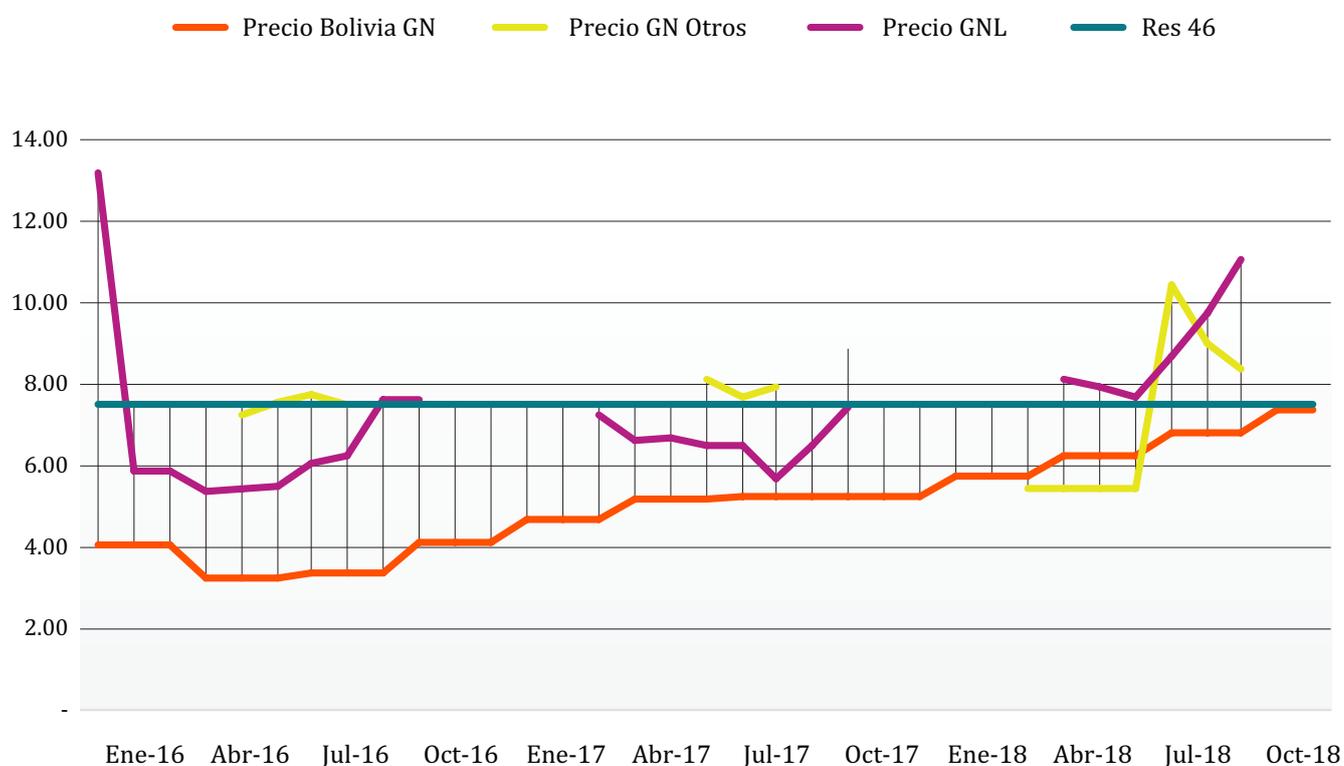
Cuadro 7: Importaciones de gas natural (en miles de m³)



Fuente: Elaboración del autor con datos del Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

El gas más barato para Argentina es el procedente de Bolivia, cuyo precio ha variado desde los USD 4,07 por millar de pies cúbicos en enero de 2016, a USD 7,38 por millar de pies cúbicos en noviembre de 2018. En cambio, la provisión de gas de Chile se realizó en los meses invernales a precios superiores a los de Bolivia, y el GNL a su vez es la fuente más costosa de gas natural importado.

Cuadro 8: Precio de gas natural (en USD/miles de metros cúbicos)



Fuente: Elaboración del autor con datos del Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

Tabla 6: Consumo por tipo de usuario (millones de m³ de 9300 Kcal)

Consumo por tipo de usuario (millones de m ³ de 9300 Kcal)								
Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB (a)	GNC	Total
2008	8,521	1,207	403	12,371	12,982	658	2,728	38,869
2009	8,469	1,275	406	11,805	12,436	670	2,633	37,693
2010	9,182	1,248	429	12,038	11,519	728	2,664	37,808
2011	9,594	1,260	426	12,519	12,955	757	2,758	40,269
2012	10,055	1,361	445	11,783	14,286	941	2,784	41,656
2013	10,581	1,451	450	12,023	14,293	1,056	2,730	42,583
2014	10,142	1,377	454	12,447	14,623	1,011	2,786	42,840
2015	10,379	1,353	434	12,539	14,707	1,049	2,889	43,350
2016	10,809	1,407	470	12,099	15,944	1,104	2,798	44,632
2017	9,658	1,291	427	12,495	17,202	1,044	2,558	44,674

Consumo por tipo de usuario (millones de m³ de 9300 Kcal)

Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB (a)	GNC	Total	TOTAL
2008	8,521	1,207	403	12,371	12,982	658	2,728	38,869	1,372,646.30
2009	8,469	1,275	406	11,805	12,436	670	2,633	37,693	1,331,116.23
2010	9,182	1,248	429	12,038	11,519	728	2,664	37,808	1,335,177.42
2011	9,594	1,260	426	12,519	12,955	757	2,758	40,269	1,422,086.85
2012	10,055	1,361	445	11,783	14,286	941	2,784	41,656	1,471,068.31
2013	10,581	1,451	450	12,023	14,293	1,056	2,730	42,583	1,503,805.02
2014	10,142	1,377	454	12,447	14,623	1,011	2,786	42,840	1,512,880.89
2015	10,379	1,353	434	12,539	14,707	1,049	2,889	43,350	1,530,891.38
2016	10,809	1,407	470	12,099	15,944	1,104	2,798	44,632	1,576,164.80
2017	9,658	1,291	427	12,495	17,202	1,044	2,558	44,674	1,577,648.01

(a) Sub distribuidor

Fuente: Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

El gas natural en Argentina es fundamentalmente utilizado en la generación eléctrica y la industria; el consumo residencial utiliza la quinta parte del gas necesario, la composición de la demanda de gas natural en Argentina no presenta grandes cambios durante el periodo de estudio, salvo que los sub distribuidores utilizan más gas y el gas natural comprimido también conocido como gas vehicular bajo en importancia.

Nueva regulación

En Argentina se da incentivos para el desarrollo del sector petrolero a partir de la promulgación de la Resolución 46-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería el 2 de marzo de 2017. En el Anexo de la resolución se define el Precio Mínimo que el Estado reconoce a las Empresas productoras de la siguiente forma: (i) 7,50 USD/MMBTU para el año calendario 2018, (ii) 7,00 USD/MMBTU para el año calendario 2019, (iii) 6,50 USD/MMBTU para el año calendario 2020, (iv) 6,00 USD/MMBTU para el año calendario 2021.

Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales – Cuenca Neuquina. La producción local en Argentina bajo el Plan Gas puede competir con las importaciones estacionales, pero aún

tiene un precio superior a las importaciones de gas procedentes de Bolivia. De esta manera, el gas argentino está enfocado a sustituir las importaciones estacionales y en la medida que la resolución 46 esté vigente se espera que la producción se incremente y se pueda a comenzar a sustituir las importaciones procedentes de Bolivia.

Conclusiones Argentina

a) En el 2009 la producción nacional cubría el 100% de las necesidades nacionales de consumo, luego este número fue descendiendo gradualmente hasta llegar a 2014 cuando la producción nacional alcanzaba para abastecer al 70,65%, en ese momento la dependencia de Argentina del gas boliviano llegaba a 13,8%, y las importaciones de GNL representaban el 15,62%. A partir del Plan Gas la participación de la producción local se ha incrementado a 79,92% para 2018 – dato pronosticado - mientras que la dependencia del gas de Bolivia llega a 12,25% y de GNL 7,86%.

b) También es necesario observar que, el mercado argentino de gas tiene una característica importante: la estacionalidad de la demanda de gas, la misma hace que durante los meses invernales, el consumo se incremente en relación

al resto del año, en estos meses es cuando Argentina tiende a comprar más gas en los mercados internacionales, en cambio en verano, el país tiene un excedente de producción, razón por la que durante los años observados Argentina también realizó exportaciones de gas e incluso en 2014 llegó a exportar GNL.

c) La producción de gas en Argentina en 2009 era suficiente para cubrir las necesidades de consumo, pero a partir de 2010 disminuyó hasta llegar a un mínimo en 2014, luego debido a la nueva política energética y gracias a las reservas no convencionales la producción se ha recuperado. En el 2018 la producción llega a superar a la producción de 2010 pero aún está por debajo de 2009.

d) Como se observa en el cuadro 7, el consumo de gas natural en Argentina tiene un comportamiento tan evidente, que no es necesario realizar un análisis de estacionalidad de la serie, tan solo se descomponen las importaciones entre gas natural procedente de Bolivia, gas natural de otros (Chile) y el gas natural procedente de ultramar o GNL. Como puede verse, las importaciones bolivianas son las que menos variaciones presentan, en cambio las importaciones de otro origen son plenamente realizadas para cubrir el auge de la demanda de gas invernal.

e) El gas más barato para la Argentina es el procedente de Bolivia, cuyo precio ha variado desde los USD 4,07 por millar de pies cúbicos en enero de 2016, a USD 7,38 por millar de pies cúbicos en noviembre de 2018. En cambio, la provisión de gas de Chile se realizó en los meses invernales a precios superiores a los de Bolivia, y el GNL a su vez es la fuente más costosa de gas natural importado.

f) Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales – Cuenca Neuquina. La producción local en Argentina bajo el Plan Gas puede competir con las importaciones estacionales, pero aún

tiene un precio superior a las importaciones de gas procedentes de Bolivia. De esta manera, el gas argentino está enfocado a sustituir las importaciones estacionales y a medida que la resolución 46 esté vigente se espera que la producción se incremente y pueda a comenzar a sustituir las importaciones procedentes de Bolivia.



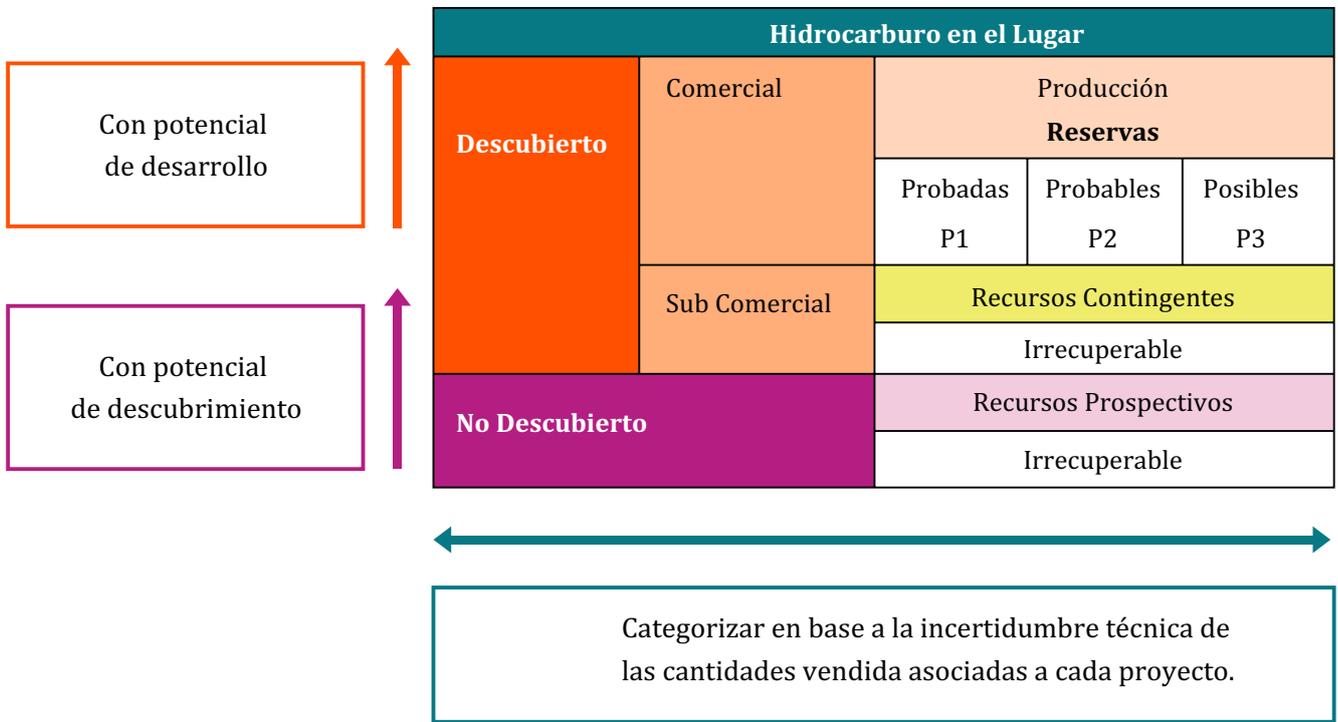
A la hora de cumplir con los compromisos de producción de gas, es decir exportar y abastecer al mercado interno, son las reservas probadas las que se toman de referencia.

Clasificación de reservas de gas

Para hacer una discusión de las reservas de gas que Bolivia tiene para su comercialización, primero es necesario hacer una revisión de que se entiende por reservas de gas y de petróleo. La definición de reservas es competencia de los ingenieros petroleros y geólogos, por las características físicas y químicas que definen a una reserva petrolera, como también a la viabilidad comercial de las reservas. Es así que, se utiliza las definiciones de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE por sus siglas en inglés)

La cantidad de reservas disponibles en un lugar se conoce como *Oil in place*, o como hidrocarburo en el lugar. De esta cantidad, se clasifica de dos formas; en función al potencial de desarrollo – eje vertical de la Tabla 7 – y en función a la certidumbre técnica de su extracción – eje horizontal.

Tabla 7: Clasificación de reservas de hidrocarburos



Fuente: SPE - Society of Petroleum Engineers.

Reservas descubiertas

En el eje vertical se tiene a las reservas clasificadas como Descubiertas y No Descubiertas. Las reservas Descubiertas se clasifican a su vez en reservas comerciales y Sub comerciales.

- Una reserva es comercial cuando los costos de extracción de la misma son inferiores a los precios de venta de dichas reservas.
- Por otro lado, una reserva es no comercial cuando los costos de extracción de las reservas son superiores a los precios de venta de dichas reservas.

Dentro de las reservas comerciales a su vez se clasifican en tres niveles en función de la viabilidad técnica de producción:

- Probada o P1, si la tecnología permite extraer más de 90% de la reserva.

- Probable o P2, si la tecnología permite extraer entre 50% y 90% de la reserva.
- Posible o P3, si la tecnología permite extraer 10% y 50% de la reserva.

Luego se tiene las reservas sub comerciales, las mismas se dividen en dos categorías;

- Recursos Contingentes; que son reservas que la tecnología permite extraer, pero a un costo superior al precio de venta. Estos recursos, pueden pasar a ser reservas comerciales si los precios de los hidrocarburos suben.
- Irrecuperable; estas reservas son técnicamente imposibles de extraer, si bien es gas natural o petróleo que se conoce que está en el sub suelo, la tecnología actual no permite su extracción.

Nota: hace unos años el gas de esquisto era en su mayoría Reserva Irrecuperable, pero gracias al desarrollo de la perforación horizontal y otras técnicas nuevas de extracción y perforación se convirtieron en técnicamente viables, pero a costo prohibitivo, luego el boom de las materias primas de 2006-2014, al subir el precio internacional del petróleo, hizo de estas reservas viables comercialmente.

Finalmente, se tiene los Recursos No Descubiertos. Son reservas que pueden existir pero que como su nombre indica aún no han sido encontradas las mismas se clasifican en;

- Recursos Prospectivos, no se tiene certeza sobre su existencia, pero existen formaciones geológicas donde se sospecha de la existencia de hidrocarburos, zonas conocidas como de potencial hidrocarburífero.
- Recursos Irrecuperables, son reservas aun no descubiertas, pero de ser encontradas la tecnología disponible hace inviable su extracción.

Bolivia: estructura del mercado del gas

Reservas de gas de Bolivia

Una vez vistas las definiciones de la sección anterior, puede verse que las reservas comerciales son aquellas que corresponden a Probada, Posible y Probable, pero no necesariamente se extraerá el 100% de cada una de estas reservas, es decir hay una probabilidad máxima asociada a cada una de estas reservas, tomando como la probabilidad mínima de 90% para P1, 50% para P2, y 10% para P3.

En Bolivia, el Gobierno debe realizar certificaciones de las reservas de gas de acuerdo a la Ley N. 3095. Como puede verse en la siguiente tabla, se realizaron certificaciones de las reservas en 2009, 2013 y 2017. Cada una de estas certificaciones fue realizada por diferentes empresas con el fin de mantener la imparcialidad

técnica en cada una de las certificaciones. En primer lugar, se observa que el número total de reservas ha disminuido, de 19,9 TCF en 2009 a 14,7 TCF en 2017.

Las reservas Probadas 2017 son mayores que en 2009, pero las reservas probables y posibles han disminuido. A la hora de cumplir con los compromisos de producción de gas, es decir exportar y abastecer al mercado interno, son las reservas probadas las que se toman de referencia. Si se toma la producción promedio de gas natural diaria de 2018, la cual fue de 56,66 millones de pies cúbicos por día, se tiene que las reservas de gas son suficientes para un poco más de 14 años, siempre y cuando, no aumenten los requerimientos de gas.



Tabla 8: Reservas de gas de Bolivia (en millones de m³/día)

Reservas de Gas en Trillones de Pies Cúbicos			
	Ryder Scott	GLJ Petroleum Consultants	Sproule International Limited
	2009	2013	2017
P1	9.94	10.45	10.70
P2	3.71	3.50	1.80
P3	6.25	4.15	2.20
TOTAL	19.90	18.10	14.70
Convertor		Metro Cúbicos	1.00
		Pies Cúbicos	35.31
Reservas de Gas en Millones de Metros Cúbicos			
	2009	2013	2017
P1	281,469.19	295,910.77	302,989.97
P2	105,055.40	99,108.87	50,970.28
P3	176,980.12	117,514.80	62,297.00
Producción de Gas Natural Promedio 2018	56.66	56.66	56.66
Número de Días	4,968	5,223	5,348
Días/año	365	365	365
Años	13.61	14.31	14.65

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

Presión tributaria sobre la producción de gas natural

En Bolivia la actividad hidrocarburífera contribuye al erario nacional en base a las diferentes actividades que existen en la cadena de producción. Tal como puede verse en la tabla 9 a continuación.

Tabla 9: Reservas de gas de Bolivia (en millones de m³/día)

			UPSTREAM	DOWNSTREAM				
Esquema de aplicación de impuestos			Exploración & Producción	Refinación	Transporte	Comercialización y Distribución	Almacenamiento	Minoristas
Tasa	Nominal	Efectiva	Prestación de servicios de exploración y explotación a YPFB	Venta hidrocarburos a precio de refinería (PPT)	Tarifa de Transporte	Precio neto de venta mayorista (PV -PPT)	Servicio de almacenaje	Precio neto de venta minorista (PV -PC)
Impuestos indirectos								
IVA	13 %	14.94 %	IVA	IVA	IVA	IVA	IVA	IVA
IT	3 %	3.09 %	IT	IT	IT	IT	IT	IT
IUE	12.50 %	14.29 %	IUE	IUE	IUE	IUE	IUE	IUE
Impuestos directos								
IEHD	Valor fijo según volumen			IEHD				
IDH	32 %		IDH					
Regalías	18 %							

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

El IVA (Impuesto al Valor Agregado) es aplicado sobre la base imponible a una tasa de 13% y es aplicado por fuera, es decir, si el valor del producto es 100, se añade la alícuota del impuesto y se tiene un valor a precios de mercado de 113, dando como resultado una presión tributaria efectiva de 14,94%.

El Impuesto a las Transacciones, como su nombre indica, grava todas las transacciones registradas, este impuesto tiene una alícuota de 3%, dado que es aplicado por fuera su tasa efectiva es de 3,09%.

Luego se tiene el Impuesto a las Utilidades de la Empresas, este impuesto tiene una alícuota de 25%. La base imponible de este impuesto es las utilidades netas (descontada la depreciación) registradas durante el periodo, este impuesto se paga como un delante del Impuesto a las Transacciones o IT, razón por la que una empresa durante el primer año de vida pagara el total de la alícuota, pero después es posible descontar de la misma el pago del IT, así es posible llegar a disminuir el valor de la alícuota a 12,5%, dado que es un impuesto que se aplica por fuera del valor se aplica un impuesto efectivo de 14,29%.

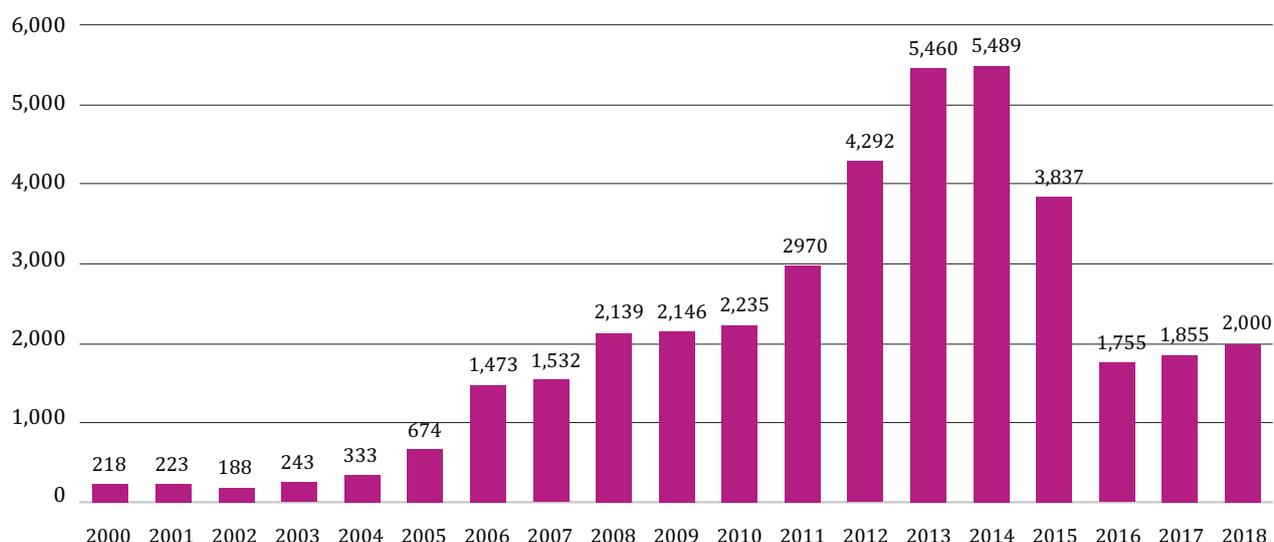
El Impuesto Directo a los Hidrocarburos. En la nueva Ley de Hidrocarburos, la creación del

Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) es citada en el artículo 53º. Este impuesto es aplicado a la producción de hidrocarburos en boca de pozo y debe ser medido y pagado de la misma forma que las regalías.

El IEHD, Impuesto Directo a los Hidrocarburos, es un valor fijo que se aplica por cada unidad de carburante que se comercializa en el mercado interno. En el caso de la gasolina y el diésel oil, este impuesto es negativo, es decir que en realidad es un subsidio, el cual se utiliza para disminuir el precio nacional en relación al precio internacional de estos carburantes, dado que Bolivia es importador de gasolina y diésel a precios internacionales, y en Bolivia estos combustibles se comercializan a precios regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a precios inferiores a los internacionales.

Finalmente, se tiene la regalía que se paga a los departamentos productores que equivale al 18% del valor de producción en Boca de Pozo. Este 18% se distribuye como 11% para Regalía Departamental para Regiones Productoras, un 1% representa la Regalía Nacional Compensatoria (en favor de los departamentos de Beni y Pando) y finalmente 6% es canalizado por el Tesoro General de la Nacional.

Cuadro 9: Renta petrolera (millones de USD)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

Producción de gas natural de Bolivia

Bolivia ha decrecido sus niveles de producción respecto a 2013, el nivel de producción promedio de gas natural en 2013 era de 54,84 millones de metros cúbicos, y en 2018 el nivel de producción llega a 52,35 millones de m³/día. En ese mismo lapso de tiempo, el consumo interno de gas natural ha aumentado, sobre todo a la generación eléctrica, pero también el gas vehicular y las plantas de separación de líquidos han incrementado el tamaño del mercado interno. En cambio, en el mercado de exportación se observa que Brasil ha

bajado la cantidad de gas que compra de Bolivia, por el contrario, Argentina necesita más de las exportaciones de gas natural procedentes de Bolivia.

Entonces puede decirse que Bolivia tiene una capacidad de producción en descenso, un mercado interno en crecimiento y un socio, Argentina, que aún necesita de ella. En cambio, Brasil que es el principal mercado tiende a necesitar menos de Bolivia. El mercado externo sigue siendo significativamente más grande que el mercado interno.

Tabla 10: Bolivia (en millones de m³/día)

	Media 2013	Media 2014	Media 2015	Media 2016	Media 2017	Media 2018
	2013	2014	2015	2016	2017	
Producción Nacional	58.44	61.02	60.77	58.31	56.66	55.9
Reinjección	0	0	0	0	0	0
Quema o Pérdida	0.27	0.19	0.5	0.26	0.18	0.18
Consumo de las Unidades de E&P	0.93	0.91	0.87	0.87	0.93	0.91
Conversión a Líquido	0.56	0.55	0.52	0.74	0.46	0.44
Consumo y Transporte	1.18	1.87	1.28	1.86	1.92	2.01
Disponibilidad	54.84	57.5	57.51	54.58	53.17	52.35
Consumo Interno de Gas	8.43	9.22	10.08	11.07	11.42	11.36
Residencial	0.25	0.3	0.35	0.39	0.43	0.43
Comercial	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17
Vehicular	1.75	1.84	1.88	1.92	2.02	2.1
Generación Eléctrica	3.71	4.22	4.75	5.81	5.51	5.15
Refinerías	0.24	0.27	0.34	0.33	0.36	0.33
Industria	2.36	2.46	2.47	2.47	2.47	2.4
Planta de Separación de Líquidos	-	-	0.15	0	0.47	0.78
Exportación	46.41	48.28	47.51	43.51	41.74	41.00
BRASIL	31.42	30.95	31.26	28.06	23.65	22.46
ARGENTINA	14.97	15.72	15.75	15.43	17.74	18.54

(1) 2018 hasta el mes de Julio

Fuente: YPF, Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

Bolivia: Impacto en el mercado de gas natural de la región

En el presente Bolivia tiene reservas y producción de gas natural que le dan peso a nivel regional. Existe potencial de mayores yacimientos de gas, pero la actividad de exploración y desarrollo de nuevos campos aun no presenta resultados significativos.

Bolivia puede ser un centro de comercio – trading hub – debido a su posición geográfica, potencial de reservas de gas y la infraestructura disponible. El negocio de Bolivia ha sido la venta de hidrocarburos, pero a su vez, dada la participación de mercado que tiene.

El precio de exportación del gas boliviano a Argentina y Brasil se calcula en base a fórmulas, las mismas son un promedio móvil de las cotizaciones de productos de petróleo del mercado de referencia; el precio del petróleo en el Golfo de México o West Texas Intermediate. De esta manera, Bolivia ha realizado sus exportaciones en base a un mercado referencial.

Argentina y Brasil disponen de gas natural de tres fuentes: su producción doméstica, las importaciones por ducto (mayormente de Bolivia) y las importaciones de GNL. La formulación de precios en estos mercados depende de contratos de largo plazo, mismo que son establecidos en relación a un mercado referencial. Bolivia tiene una participación importante en los mercados de la región, por tanto, Bolivia no solo actúa como un tomador de precio, sino que a su vez influye en la determinación del precio de transacciones que se realizan en la región.

Cuando Brasil compra gas en el mercado de GNL, realiza la operación con el fin de cubrir su demanda insatisfecha, es decir, cuando la producción nacional y las importaciones de Bolivia son insuficientes. Dicha cantidad demandada es provista con un gas, en este caso GNL, el cual tiene un mayor valor, entonces Brasil compra volúmenes adicionales de gas a mayores

precios. Cuando Brasil realiza operaciones de compra en el mercado de GNL, entra en un mercado global, no uno regional, y en ese mercado las cotizaciones están en función de las transacciones en otros mercados, como Asia, Norteamérica y Europa.

Brasil consume el 1% del gas natural del mundo, así que, si bien Brasil es un gigante de consumo de gas natural a nivel regional, es un jugador pequeño a nivel global. Por tanto, Brasil en el mercado de GNL es un tomador de precios, no tiene poder de mercado.

El precio de GNL en el mercado global es determinado por transacciones de corto plazo, en el mercado spot, por tanto, Brasil realiza compras en un mercado donde existen varios oferentes y demandantes, a los precios vigentes en ese momento.

Los precios de GNL han sido históricamente mayores a los precios de importación del gas de Bolivia. Si Bolivia disminuye la cantidad de gas exportado a Brasil, el mismo se verá en la necesidad de incrementar su producción local o bien de incrementar sus importaciones de GNL.

El GNL tiene un mayor precio, así que menos gas de Bolivia implica más gas de GNL a mayor precio, de esta manera Bolivia, si bien exporta gas a un precio pactado mediante una fórmula, Bolivia tiene poder de mercado para determinar cuánto le cuesta el gas a Brasil. Vale decir: $\text{gasto en gas total} = \text{gas importado de Bolivia} + \text{gasto en GNL}$. A menor cantidad de gas de Bolivia, mayor gasto en GNL, por tanto, el valor promedio de gas natural aumenta, es así que Bolivia tiene poder de mercado en Brasil y Argentina. Los precios de GNL vendidos en Brasil, precios FOB en terminal, no poseen comportamiento estacional, es decir que el cambio de estación no tiene efecto en el precio. Los precios de GNL son afectados por el componente cíclico y la serie irregular.

Conclusiones y recomendaciones

Bolivia ha exportado gas natural a Brasil en base al contrato GSA y GASBOL desde 1999 y en julio de 2019 feneció dicho acuerdo. El convenio establecía una fórmula de fijación de precios en base a un mercado de referencia – las cotizaciones del crudo en el Golfo de México – y se exportaba en base a un convenio *Take or Pay* que daba seguridad al vendedor.

Ahora Brasil ha pasado a ser un consumidor maduro de gas natural, el consumo se ha incrementado, pero a su vez su capacidad de producción también ha aumentado. Así mismo, en los últimos 20 años la tecnología de GNL se ha mejorado y se ha difundido, por tanto, el GNL es un nuevo rival.

Brasil busca diversificar sus fuentes de aprovisionamiento de gas, cambiar la regulación del sector para promover la competencia y promover el consumo de gas natural en su economía para asegurar el crecimiento. Brasil tiene un bajo nivel de consumo de gas natural si se compara con Argentina y Venezuela, y es una economía de mayor tamaño y población.

Bolivia seguirá siendo necesaria para Brasil dado que es competitiva en precios, presenta menos volatilidad que GNL, y tiene producción menos compleja que la producción off shore (de momento más costosa). Sin embargo, las reglas del juego han cambiado, el nuevo mercado será según centros de comercio, con precios negociados a corto plazo, con varias empresas participando en la compra y venta del energético. Por tanto, el sistema regulatorio boliviano deberá adaptarse de una modalidad de precios de referencia a una modalidad de centros de comercio.

En el caso de la Argentina, Bolivia ha pasado a ser un proveedor estacional y dejará su rol de dar carga base. Por tanto, Bolivia indexará los precios a GNL y obtendrá mayor rédito, pero con menor volumen. Es así que, cambiaron las reglas del juego. Es necesario buscar nuevos mercados, el mercado de GNL a nivel mundial crecerá y habrá mayores oportunidades.

REFERENCIAS

EIA (2017) Energy Information Administration. Independent Statistics and Analysis. Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region March 201. <https://www.eia.gov/>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018) Towards a competitive natural gas market in Brazil A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil. <https://www.eia.gov/>

ANP (2018) BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL Ministério de Minas e Energia Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Departamento de Gás Natural EDIÇÃO Nº 139 Destaques de setembro de 2018. <http://www.anp.gov.br/>

ING (2018) Argentina Oil&Gas Unleashing its potential Economics And Financial Analysis Commodities, 7 August 2018. <https://think.ing.com/reports/argentina-oil-gas-unleashing-its-potential/>

Ministerio de Energía y Minería (2017) Gas Natural Resolución 46-E/2017. Programa de Estimulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales – Cuenca Neuquina. Ciudad de Buenos Aires 02/03/2017. <http://www.anp.gov.br/>

EIA (2017) Energy Information Administration. Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas. January 2014. <https://www.eia.gov/>

ANP (2018) Ministério de Minas e Energia Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS 2018. <http://www.anp.gov.br/>

Determinación del precio del gas natural para efectos tributarios en Bolivia. Impuestos Nacionales. Sesión 5, Ayaviri 2015