

Bolivia requiere **nueva política hidrocarburífera** que garantice mercados para el gas

Un cambio en la estrategia de desarrollo del sector hidrocarburos –que abarque una nueva política hidrocarburífera, con una visión de 20 años- es necesaria para el país, en un contexto en el que Bolivia requiere renovar y garantizar mercados para el gas natural.

En el contexto actual, el país acaba de firmar una adenda con Argentina, que tendrá como efecto la provisión de menores volúmenes de exportación. En el caso de Brasil, en pocos meses concluye el contrato que estuvo vigente por dos décadas y hacia delante hay incertidumbre sobre la cantidad, el precio y los plazos de venta de gas a ese mercado vecino.

La baja en la producción ha tenido como efecto el pago de multas por parte de Bolivia. La primera impuesta por Argentina en 2016 y la otra por Brasil, recientemente anunciada.

Una renovada política hidrocarburífera que Bolivia requiere debe plasmarse en una nueva ley sectorial orientada a mejorar la gestión de todas las actividades de la cadena productiva, defina los roles claros y acordes con la Constitución para las instituciones (Ministerio, YPFB, ANH y EBIH), permita la gestión oportuna de nuevos mercados para el gas natural, implemente una política de transparencia y acceso a información, y asegure que los excedentes económicos serán destinados a la diversificación de la economía boliviana.

EXPORTACIÓN DE GAS

Durante la última década, el modelo de desarrollo boliviano se basó, en gran medida, en la explotación de recursos no renovables, especialmente de hidrocarburos. Si bien estos no tienen un peso determinante en el Producto Interno Bruto (PIB), son importantes en la generación de ingresos fiscales, los que permiten a sus beneficiarios –Gobierno Central, gobernaciones, municipios, universidades y otros- financiar diferentes inversiones públicas y cubrir gastos corrientes, entre otros, además de dinamizar a sectores económicos, como el de la construcción.

En promedio, 80% del gas natural producido en Bolivia ha sido destinado a la exportación a los mercados de Brasil y Argentina, durante los últimos años, en el marco de los contratos de compra y venta suscritos en 1996 y 2006, respectivamente; siendo el contrato con Brasil el de mayor importancia y antigüedad en la región, y el que ha permitido mayor sostenibilidad de ingresos fiscales para el país.

Para lograr cumplir con los compromisos de abastecimiento de gas, tanto al mercado interno como a los mercados de exportación, el Ministerio de Hidrocarburos emitió, en 2006, la Resolución Ministerial 255/2006, la cual establece que la producción de gas natural será asignada a los mercados de destino en el siguiente orden de prelación:

1° mercado interno

2° mercado de exportación a Brasil

3° mercado de exportación a Argentina

Con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los contratos de exportación que Bolivia ha suscrito con ambos países, durante los años 2014 y 2015 se alcanzó una producción promedio diaria nacional de gas natural próxima a los 60 millones de metros cúbicos por día (MMmcd), volumen que representó un incremento de 50% con relación a la producción que se registraba hasta el año 2010.

Este ritmo de producción de gas natural no pudo ser sostenido por el país. Desde 2016 se observó un descenso de aproximadamente cuatro millones de metros cúbicos

diarios en promedio, tendencia que luego se acentuó hasta la fecha y viene generando una disminución de ingresos fiscales para las regiones productoras y para los beneficiarios de la renta petrolera.

Adicionalmente, la reducción de la producción generó el cobro de multas y penalidades por parte de Argentina, en julio de 2016. En el caso de Brasil, en la actualidad, también pretende aplicar multas a Bolivia por incumplimientos en el envío de volúmenes nominados por el vecino país durante 2018. Ambos hechos constituyen un pésimo precedente para Bolivia que se había logrado posicionar en el pasado como un proveedor serio en la región.

Esta evidencia muestra que la actual producción boliviana de gas natural está lejos de la proyectada en el Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016–2020 (emitido por el ente cabeza del sector), el cual, para la gestión 2019, preveía una producción nacional promedio diaria de 73 MMmcd.

El país atraviesa por serios problemas para cumplir con la máxima demanda del mercado interno, así como de Brasil y Argentina, de manera simultánea.

ARGENTINA REDUCE LA COMPRA DE GAS

Las empresas YPFB de Bolivia y ENARSA de Argentina firmaron, en octubre de 2006, el contrato de compra–venta de gas natural por un plazo de 20 años, el mismo que ha sido reestructurado a través de cuatro adendas, siendo el resultado actual una disminución de los volúmenes de exportación, lo que tendrá impacto en un menor ingreso económico para el Estado.

Inicialmente, el contrato establecía una comercialización de 7,7 MMmcd en el primer año, con la posibilidad de ampliar hasta 16 MMmcd en el segundo y tercer año; suponiendo que para ese momento iniciarían las operaciones del Gasoducto Noreste Argentino (GNEA) que la República de Argentina se comprometió a construir desde la frontera con Bolivia hasta la provincia de Santa Fe, y que permitiría al país vecino recibir ese volumen de gas natural.

Asimismo, el contrato establecía una fórmula para el cálculo trimestral del precio de exportación vinculada a tres fueles oil, cuya cotización depende del precio internacional del petróleo, y que ya se encontraban presentes en el contrato suscrito con Brasil el año 1996; pero, además, adiciona como cuarta variable un diésel oil que permite mejorar el precio de exportación en comparación con el precio acordado con Brasil.

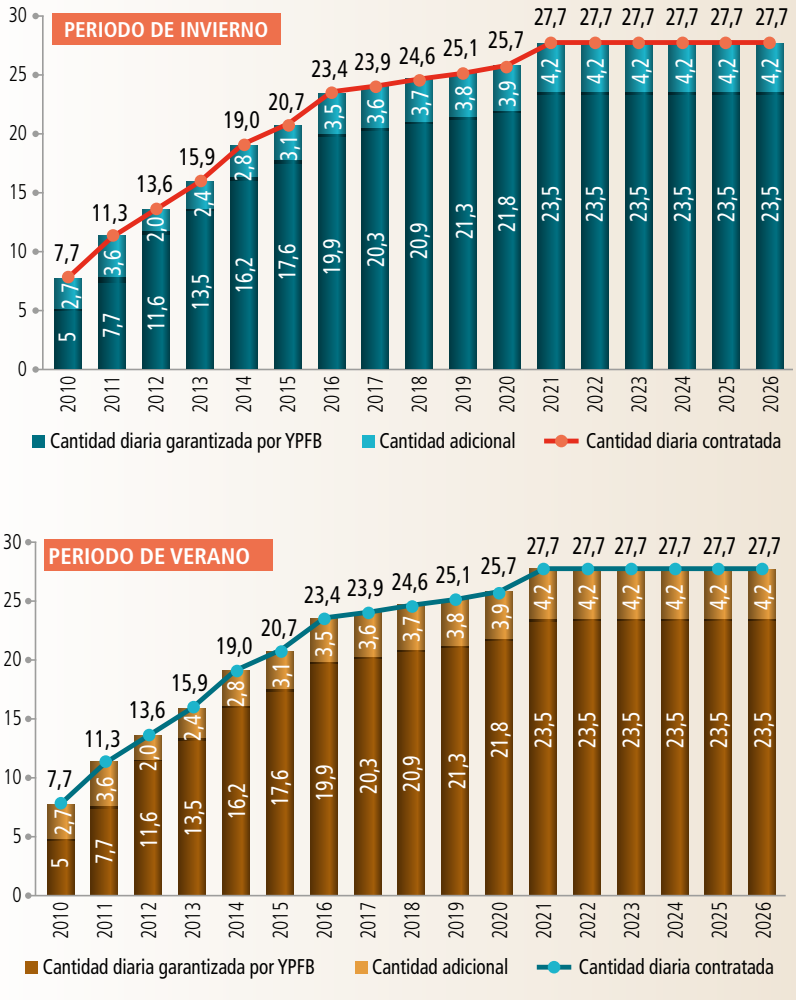
Entre el año 2007 y 2009, el promedio de exportación de gas natural a Argentina fue de 3,93 MMmcd, lo cual mostraba dos aspectos: primero, que Bolivia no tenía la producción ni infraestructura suficiente para poder cumplir con los 7,7 MMmcd establecidos para el primer año del contrato y, peor aún, ni los 16 MMmcd comprometidos a partir del segundo o tercer año; y segundo, Argentina no había iniciado siquiera la construcción del GNEA y no iba a poder demandar los mayores volúmenes pactados a partir del tercer año.

PRIMERA ADENDA

En ese contexto, en marzo de 2010, ambas partes decidieron suscribir una primera adenda al contrato suscrito, introduciendo varios cambios, entre ellos los volúmenes comercializados, estableciendo una cantidad contratada para cada año, diferenciando un periodo de invierno y otro de verano, además de obligar a las partes a vender y comprar, respectivamente, un porcentaje mínimo de la cantidad diaria contratada, como se aprecia en el gráfico.

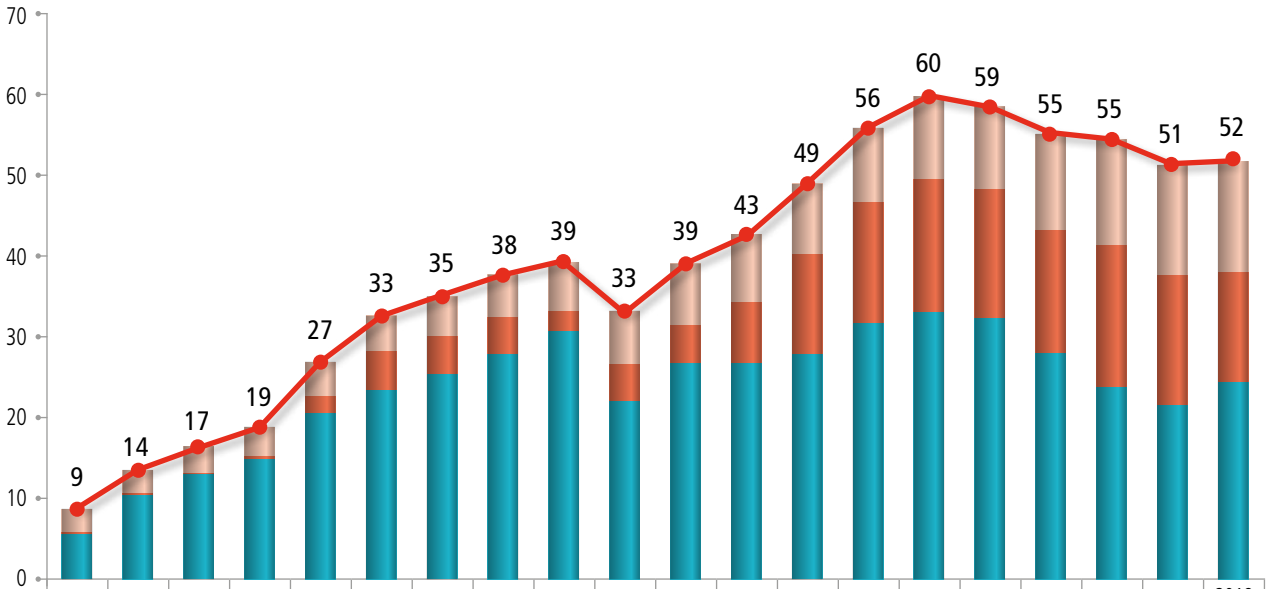
Volumen diario garantizado por YPFB – Contrato de exportación gas natural a Argentina (Primera adenda 2010)

En millones de metros cúbicos por día



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Anexo D, primera adenda al contrato de compra – venta de gas natural suscrito entre el Estado Plurinacional de Bolivia y la República de Argentina.

Comercialización promedio diaria de gas natural
En millones de metros cúbicos por día



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (ene)
Mercado interno	3,04	2,93	3,23	3,69	4,21	4,51	4,77	5,27	6,02	6,71	7,65	8,53	8,72	9,14	10,37	10,22	11,93	13,06	13,55	13,81
Argentina	0,05	0,12	0,26	0,24	2,19	4,73	4,76	4,62	2,53	4,66	4,84	7,41	12,4	14,97	16,55	15,98	15,27	17,74	16,16	13,73
Brasil	5,63	10,48	13,02	14,99	20,59	23,48	25,49	27,9	30,76	22,04	26,8	26,8	27,93	31,92	33,13	32,44	28,10	23,76	21,63	24,42
Total	8,72	13,53	16,51	18,92	26,99	32,72	35,02	37,79	39,31	33,41	39,29	42,79	49,05	56,03	60,05	58,64	55,30	54,56	51,34	51,96

Fuente: Elaboración propia con base en datos de YPFB, Ministerio de Hidrocarburos, Secretaría de Energía e Hidrocarburos del Gobierno Autónomo Departamental de Tarija.

De esta manera, la primera adenda al contrato tuvo la virtud de generar mayor certidumbre sobre los volúmenes a ser demandados (nominados) por Argentina y enviados por Bolivia, aspecto que se constituyó en un incentivo para la posterior inversión realizada por las empresas petroleras entre los años 2010–2012 para incrementar la producción y, por tanto, la comercialización de gas natural por parte de YPFB.

Como se aprecia en el gráfico, el volumen comercializado de Bolivia a Argentina se incrementó desde 2012, cuando se exportaba 12,4 MMmcd, en promedio diario anual, y alcanzó su máximo el 2017, cuando se enviaron casi 18 MMmcd, aunque inferior a los 20,3 MMmcd que establecía la adenda.

En el periodo de invierno de 2016, el incumplimiento de envíos de acuerdo a contrato motivó el pago de una multa de 2 millones de dólares por parte de YPFB a favor de Argentina. Desde esa gestión en adelante Bolivia no ha contado con la producción suficiente para poder cumplir, de manera sostenida, los volúmenes máximos que podría demandar Argentina.

La adenda del año 2010 también incorporó el compromiso por parte de Bolivia y Argentina para la construcción del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA), que uniría Campo Grande en Bolivia con Campo Durán en Argentina, y permitiría a Bolivia cumplir con el envío de los 27,7 MMmcd comprometidos a partir del año 2021, en la medida en que ese ducto se conecte con el Gasoducto Noreste Argentino (GNEA). Si bien Bolivia cumplió a cabalidad con la construcción del GIJA, que fue inaugurado en agosto de 2012, empero Argentina no cumplió en ese momento con la construcción del GNEA y, en septiembre de 2018, el Gobierno del vecino país anunció su desistimiento a la construcción de este ducto[1], ya que priorizará el desarrollo del reservorio de Vaca Muerta, ubicado al sur de la provincia de Neuquén, para proveer de gas natural a su país.

SEGUNDA ADENDA

Además de la adenda suscrita al contrato el año 2010, en julio de 2014 se suscribió una segunda adenda que tuvo por objeto la modificación de una de las variables utilizadas para el cálculo del precio trimestral de exportación del gas natural al vecino país. En aquella ocasión, se sustituyó el LS Diesel por el Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD), referido bajo el título U. S. Gulf Coast Waterborne, ello debido a que el primero dejó de ser difundido diariamente por la publicación de referencia acordada entre las partes.

TERCERA ADENDA

Posteriormente, en enero de 2015, YPFB, en representación de Bolivia, y ENARSA, en representación de Argentina, suscribieron la tercera adenda al contrato, en la

1 https://www.eldeber.com.bo/economia/Argentina-abandona-construccion-de-Gasoducto-del-Nordeste--20180910-7308.html

que se incorporan modificaciones a la forma de facturación y se establece una garantía de pago por parte de la República de Argentina.

Desde 2015 en adelante se han registrado varios desencuentros entre autoridades bolivianas y argentinas, tanto por los menores volúmenes enviados por YPFB como por demoras en el pago por parte de ENARSA. Estos impasses se han ido incrementando con el transcurrir del tiempo hasta que, en noviembre de 2018, autoridades bolivianas iniciaron el proceso de ejecución de la garantía de pago presentada por la República de Argentina, lo cual derivó en la solicitud por parte del vecino país para renegociar el contrato de compra y venta de gas.

CUARTA ADENDA

Luego de arduas negociaciones que incluso contemplaron una posible ampliación del plazo del contrato[2] de compra y venta de gas natural más allá de 2026, pero sin modificar el volumen total comprometido, lo que supondría menores volúmenes anuales, en febrero de 2019, YPFB y la empresa IEASA (ex ENARSA) suscribieron la cuarta adenda al contrato que incorpora, entre otros cambios:

a. Disminución de los volúmenes nominados por IEASA y enviados por YPFB para los años 2019 y 2020.

b. Establecimiento de una cantidad adicional que puede ser demandada por Argentina, en caso de tener necesidad; y envidada por YPFB, en caso de tener disponibilidad.

c. Solo en caso de que exista el requerimiento por parte de Argentina, de una cantidad adicional de gas natural a la contratada en el periodo de invierno, se aplicará un nuevo precio que incorpora en su cálculo la cotización del precio del Gas Natural Licuado (GNL).

Según la cuarta adenda, para el periodo de invierno de 2019, el volumen que la empresa argentina IEASA garantiza comprar a YPFB es de 17,2 MMmcd, lo cual representa -24% con relación a la cantidad pactada en la adenda del año 2010. Asimismo, para el periodo de verano 2019, IEASA garantiza demandar 11 MMmcd, lo cual representa -60% del volumen acordado en la adenda de 2010.

Comparación de volúmenes garantizados por IEASA (ex ENARSA) en adendas 2010 – 2019
En millones de metros cúbicos por día

Año	ADENDA 2010		ADENDA 2019	
	Cantidad diaria garantizada por ENARSA		Cantidad diaria garantizada por IEASA	
Periodo	Invierno	Verano	Invierno	Verano
2019	21,3	17,6	17,2	11,0
2020	21,8	18,0	17,2	11,0

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Adenda 2010 y Adenda 2019 al contrato de compra y venta de gas natural suscrito entre Bolivia y Argentina.

La suscripción de la cuarta adenda al contrato de compra y venta de gas natural suscrito con Argentina implica una importante disminución en los volúmenes que ese país se compromete a demandar (nominar). Este acuerdo tendrá un efecto en los ingresos fiscales por concepto de regalías e IDH.

Si bien las autoridades bolivianas divulgaron la modificación del precio de exportación, esa fórmula de cálculo solo aplica para cantidades adicionales a las contratadas y, además, rige únicamente para el periodo de invierno.

Asimismo, la cuarta adenda genera incertidumbre sobre los volúmenes del contrato para el periodo 2021 a 2026, lo cual se suma a las otras variables no predecibles del sector, como el precio y la producción, aspecto que profundiza la vulnerabilidad de los presupuestos nacionales y subnacionales de mediano y largo plazo.

CONTRATOS ANTERIORES

La relación comercial entre Bolivia y Argentina por la compra y venta de gas natural no es reciente. Las negociaciones datan del año 1972, según un artículo del Ing. Hugo del Granado[3], y culminaron en 1992 con la suscripción de un primer contrato que establecía una comercialización de hasta 6 millones de metros cúbicos por día (MMmcd).

Posteriormente, Bolivia reinició la comercialización de gas natural con Argentina en abril de 2004, mediante un Convenio Temporario de Venta de Gas Natural, considerando un volumen comercializable de hasta 4 MMmcd por un periodo de 6 meses, que posteriormente fue ampliado mediante adendas hasta el año 2006, previendo la comercialización de 7,7 MMmcd, pudiendo alcanzar hasta 27,7 MMmcd.

En las dos últimas décadas, los únicos destinos de exportación para el gas natural boliviano han sido Brasil y Argentina. En la actualidad, el país no ha consolidado nuevos mercados y no es un proveedor estratégico de este recurso energético.

2 https://americaeconomica.com/noticia/26272/noticia/bolivia-negocia-con-argentina-extender-su-acuerdo-gasistico-mas-alla-de-2030.html

3 Gas con Argentina: cómo no tratar al cliente, Hugo Del Granado, noviembre 2018, disponible en: https://www.paginasiete.bo/opinion/2018/11/8/gas-con-argentina-como-no-tratar-al-cliente-199406.html