

HIDROCARBUROS EN PERSPECTIVA



1. INTRODUCCIÓN

Bolivia se posiciona como el mayor exportador de gas natural por ducto en América del Sur. Los contratos de exportación de gas natural con Argentina y Brasil han generado importantes inversiones y desarrollos de infraestructura en el país, derivando en un constante crecimiento económico en diversos sectores productivos.

La economía boliviana ha mostrado un crecimiento económico sostenido en los años 2006-2016 (5% en promedio), gran parte de este crecimiento económico ha sido gracias a los altos precios y volúmenes de exportación del país, principalmente gas natural.

Pese a este crecimiento económico del país los últimos cuatro años 2014-2017, el sector petrolero ha experimentado un retroceso debido al impacto de la caída de los precios del crudo a nivel internacional.

En paralelo, la demanda interna de gas natural en Bolivia ha ido creciendo en diversos sectores, apoyados por los estímulos nacionales de masificación del gas natural.

Hoy enfrentamos el reto de continuar con los contratos de exportación de manera sostenible, además de priorizar la demanda interna.

Por otro lado, Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB) encara su rol como comercializador y

administrador de la cadena de valor de hidrocarburos, alineados con los esquemas de desarrollo estatales, que lo conducen a concretar negocios adicionales como generador de ingresos entorno a los derivados del gas natural (GLP y petroquímica).

Hoy se tienen grandes retos para hacer sostenibles las reservas convencionales de gas natural en áreas tradicionales ubicadas en el sur del país, ya que en los últimos años no se ha tenido nuevos hallazgos en cuanto a zonas productivas, pese a los esfuerzos de inversiones e incentivos que el gobierno y las empresas han estado desarrollando.

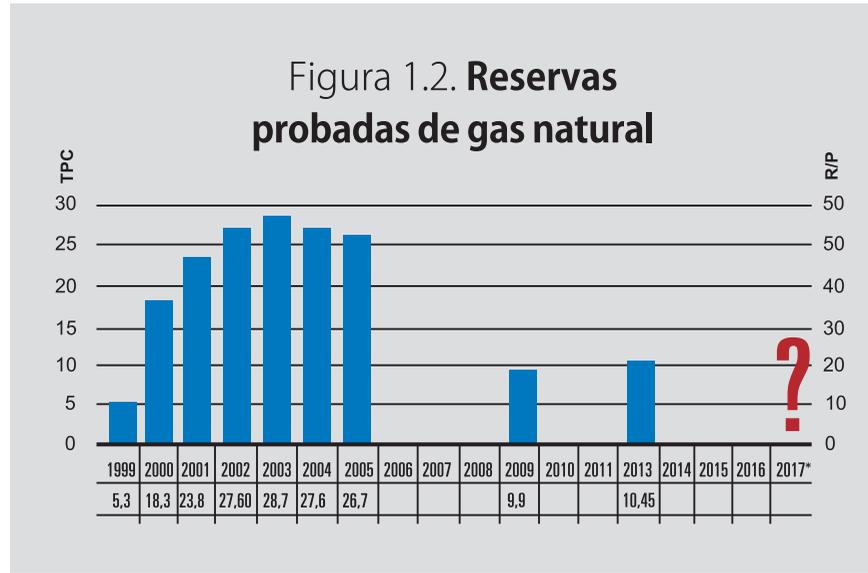
GAS ENERGY LATIN AMERICA (GELA) detalla a continuación el estado histórico y actual del sector hidrocarburos con foco en el gas natural.



POTENCIAL Y RESERVAS

El 48% del territorio boliviano se considera territorio potencial de hidrocarburos (9% en la Zona Tradicional y 91% en la Zona No Tradicional). Del mismo modo, se sabe que la parte norte de Bolivia alberga hidrocarburos líquidos o petróleo, y la zona sur con hidrocarburos gaseosos. Este potencial se muestra en la siguiente figura 1.1

La zona sur de Bolivia, conocida históricamente por albergar importantes recursos hidrocarburíferos, pese a su complicada geología e infraestructura desarrollada, es hoy por hoy la zona productora de gas natural más importante del país. Recientemente se han publicado



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos datos hasta 2013.

estudios de potencial, indicando que además de esta zona, se tienen 80 áreas adicionales con potencial cercano a los 60 TPC (Trillones de Pies Cúbicos) de gas natural, que puedan atraer a empresas

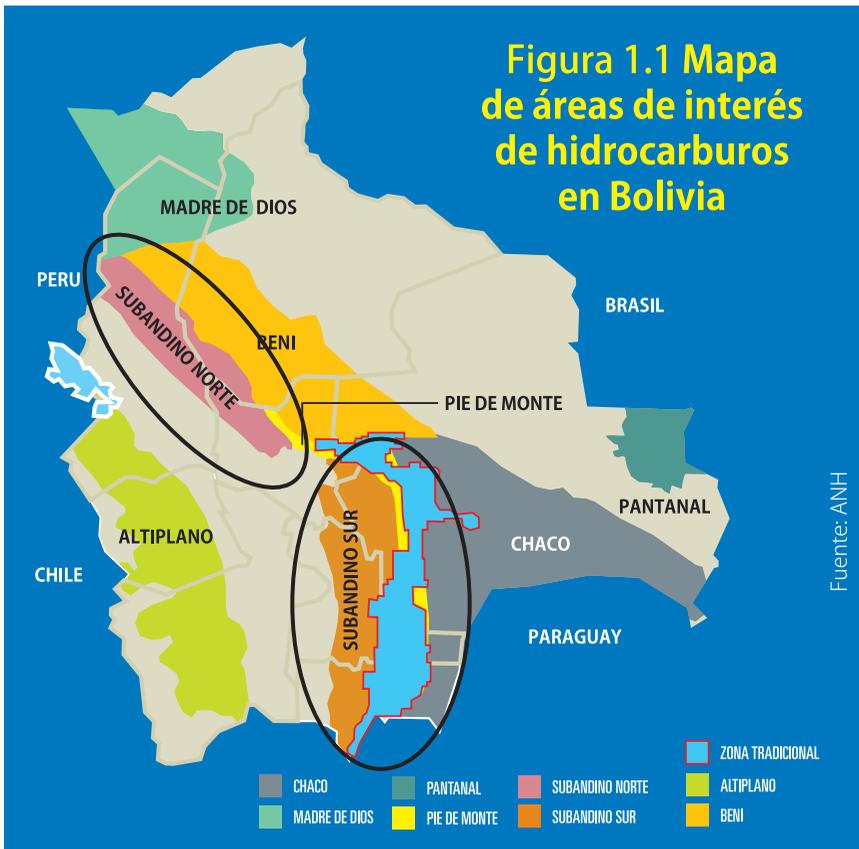
internacionales para concretar proyectos de exploración y desarrollo de hidrocarburos.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL

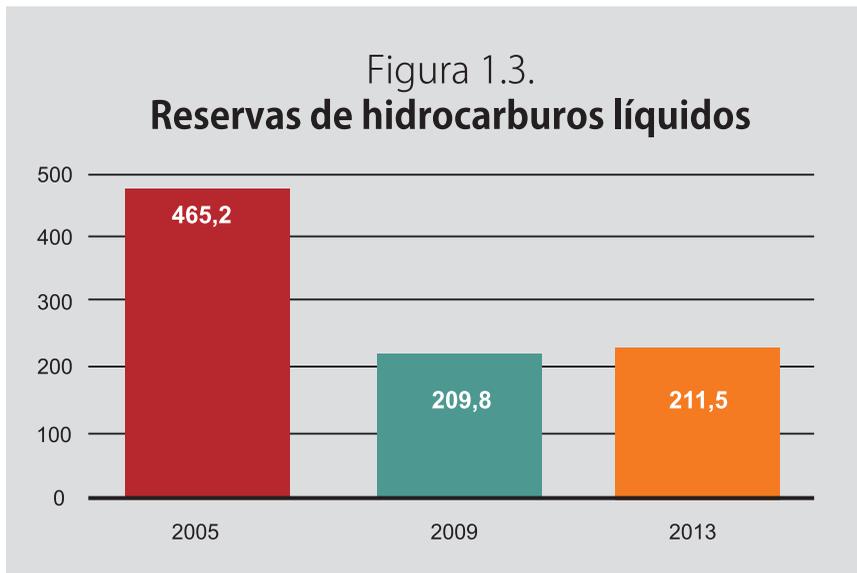
En la figura 1.2 se puede observar la evolución de las reservas probadas de gas natural de Bolivia. La última certificación oficial de reservas se desarrolló en 2013 según datos del Ministerio de Hidrocarburos, donde se certificaron reservas equivalentes a 10.45 TPC. A partir de la fecha no se han certificado nuevas reservas.

Sin embargo, para este año ya se adjudicó la cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos a la empresa canadiense Sproule International Limited.

Empero, para tener una idea de las reservas actuales, sin que se hubiesen concretado nuevos descubrimientos, se realizó una estimación de las mismas restando la producción acumulada



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos datos hasta 2013,



por año desde 2013 hasta 2017, resultando en una estimación de 7.44 TCP, con un ratio de reservas/producción de 10 años. Este dato pudo haber variado producto de las inversiones en exploración en los últimos años y se conocerá con mayor certeza con el proceso de certificación de reservas que se desarrollará este 2018.

1.3. EVOLUCIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

En la figura 1.3 se puede observar el histórico de reservas de hidrocarburos líquidos desde 2005. Los hidrocarburos líquidos han tenido mayores restricciones de crecimiento dado los esquemas de precios para el mercado interno y la forma de remuneración para la producción.

De igual forma desde 2013 no se han tenido certificaciones de reservas ni tampoco nuevos descubrimientos importantes. Se conocerá el dato oficial de las reservas mediante el proceso de

certificación anunciado para este año. En la figura 1.3 se puede observar la evolución histórica de las últimas tres mediciones.

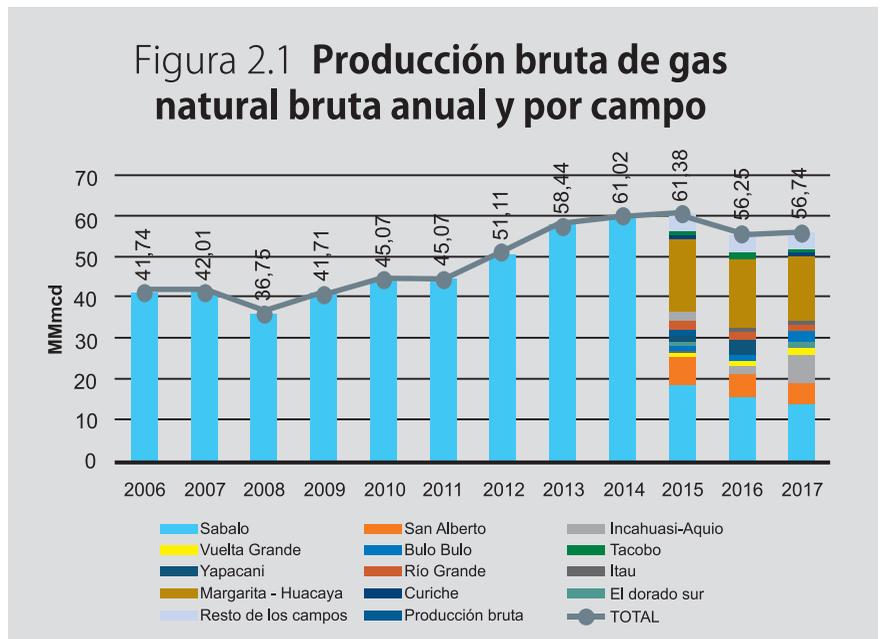
2. PRODUCCIÓN

GAS NATURAL

En la figura 2.1 se puede observar la evolución histórica de la producción bruta de gas natural

de Bolivia. Producto de los contratos de exportación, la producción se fue ajustando año tras año con una clara tendencia incremental hasta 2015 alcanzando 61,38 MMmcd con un crecimiento por año del 7%. Los últimos dos años se han tenido decrementos en ratios de producción cercanos al -7,55% respecto a los máximos volúmenes de 2015, este descenso se debe principalmente a la baja demanda por parte de Brasil. Adicionalmente se puede observar la declinación natural que los campos, como es el caso de San Alberto, Sábalo e Itaú.

Los campos de mayor producción durante la gestión 2015-2017 fueron: Sábalo y Margarita - Huacaya representando el 25,58% y 28,84% respectivamente de la producción total. El campo Incahuasi-Aquíó alcanzó el 12,76% y el campo San Alberto representó el 8,88%. Otros campos que tuvieron una producción



Fuente: Reporte de Producción, Ministerio de hidrocarburos - Septiembre 2017.

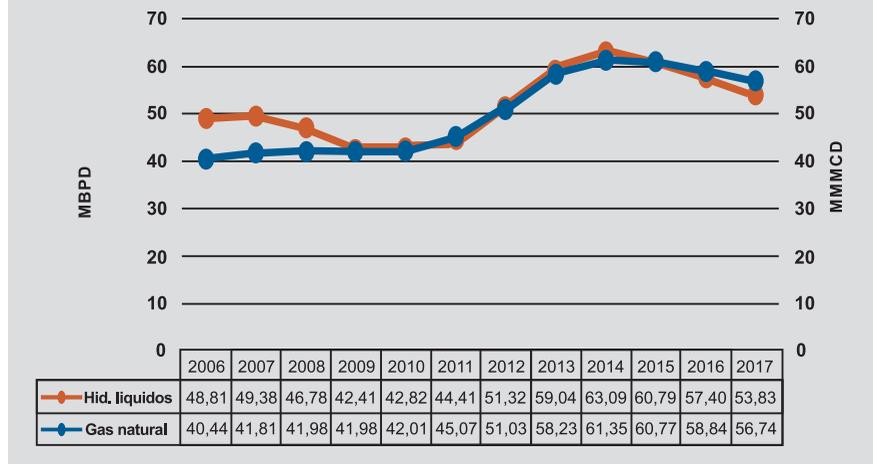


significativa fueron Yapaquí y Río Grande, que representaron el 5,98% y 2,98% del total respectivamente. Cabe destacar que el 74,4% de la producción proviene del sur del país.

HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

En la figura 2.2 se puede observar que la producción de petróleo en 2015 alcanzó a 61,29 MBPD pero a partir del año 2016 empezó a descender en un 11,45% menos que el volumen registrado en 2015, este descenso se debe al agotamiento de los campos como es el caso de San Alberto, Sábalo y de Itaú. A septiembre de 2017 la producción total de hidrocarburos líquidos llegó a los 53,83 MBPD. En la misma gráfica se puede ver que los campos de mayor producción de líquidos durante la gestión 2014-2017 fueron: Huacaya-Margarita y Sábalo representando el 37,53% y 27,47% respectivamente de la producción total. El campo San

Figura 2.3. Evolución de la producción bruta de hidrocarburos líquidos y gas natural



Fuente: Informe de Actividad DTE&P, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ministerio de Hidrocarburos - Septiembre 2017.

Alberto alcanzó el 8,28% y los otros campos que tuvieron una producción significativa fueron el campo Incahuasi - Aquío, Surubí y Río Grande con el 3,49%, 3,45% y 2,51%. Es importante destacar la dependencia entre la producción de gas natural y líquidos como se puede observar en la figura 2.3.

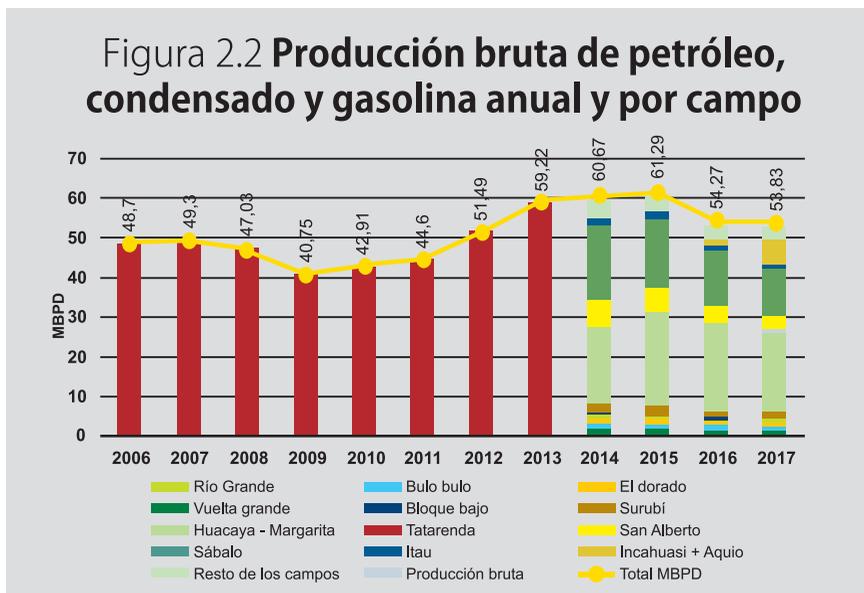
3. DEMANDA

MERCADO INTERNO

En la última década la demanda del mercado interno de Bolivia se ha ido incrementando significativamente, como se muestra en la figura 3.1. El ritmo de crecimiento ha sido de 11,3% por año. Denotándose la importante participación de los sectores eléctrico e industrial. Según el Ministerio de Minas y Energía de Brasil quien reporta los balances de oferta y demanda de los países en Sudamérica, la demanda de gas natural a Julio de 2017 llegó a un 11,26 MMmcd.

Los sectores de generación eléctrica, industrial y vehicular son los de mayor consumo y juntos tienen cerca del 91% del total de la demanda interna. Por otro lado, cabe destacar el fuerte impulso que se está dando al desarrollo de redes de gas natural domiciliario a escala nacional, inclusive mediante

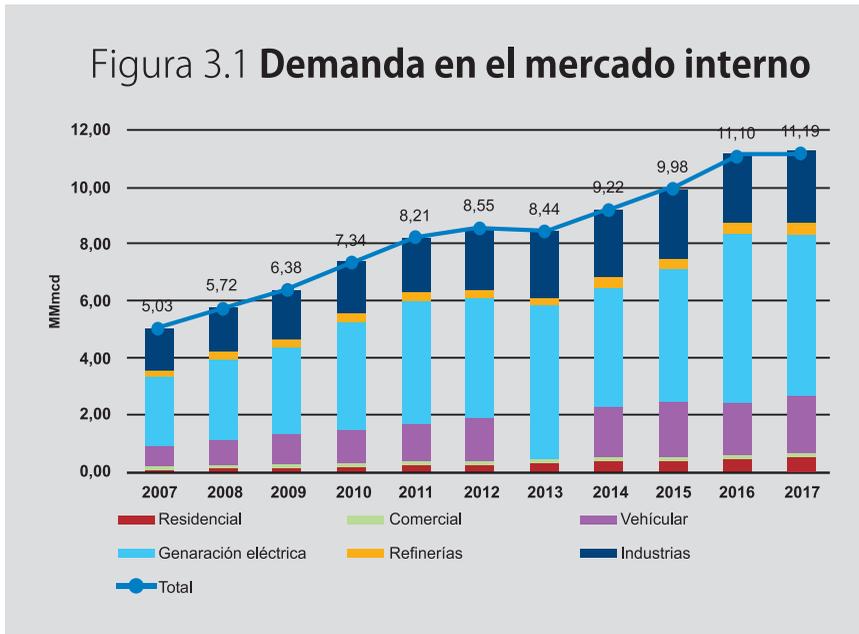
Figura 2.2 Producción bruta de petróleo, condensado y gasolina anual y por campo



Fuente: Reporte de Producción, Ministerio de Hidrocarburos - Septiembre 2017.



Fuente: Balance de Gas Natural (Ministerio de Minas y Energía - Brasil), Julio 2017.



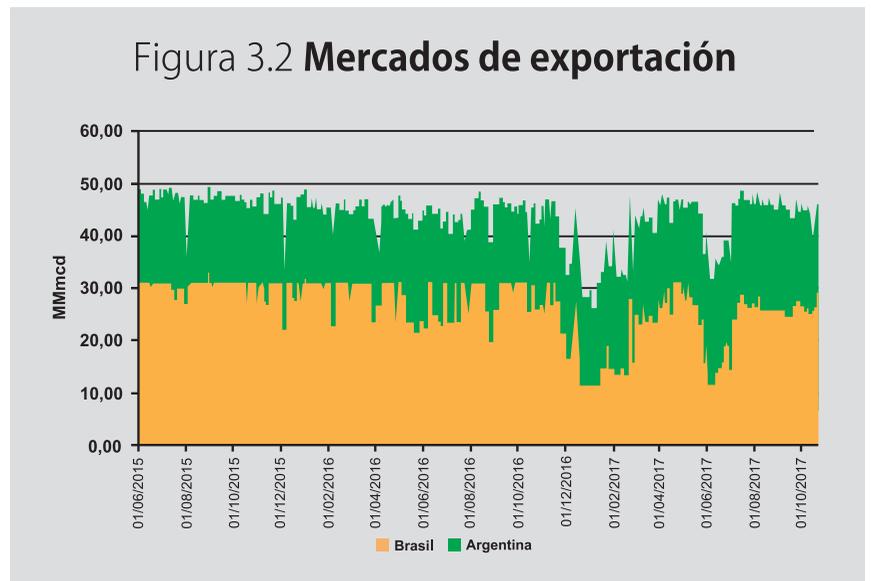
gasoductos virtuales a través de la planta de "Mini GNL" de Río Grande. Asimismo, se estima que la demanda del mercado interno continuará en ascenso llegando inclusive a los 16 MMmcd en los próximos 5 años (Proyecciones de YPFB- Agosto de 2017).

MERCADO EXTERNO

La figura 3.2. Muestra el comportamiento histórico de la demanda de exportación de gas natural de los dos mercados de Bolivia.

Por un lado, la demanda brasileña, que históricamente mantuvo horizontes de demanda bastante estables, cercanos a los 31 MMmcd hasta finales de 2015, en los últimos dos años cambió su comportamiento a uno menos estable llegando inclusive a los 12.2 MMmcd en algunos días de 2017. Sin embargo, en el promedio anual

el promedio anual se mantuvo 28,50 MMmcd hasta Octubre 2017. La reducción de la demanda propició para Bolivia impactos relevantes, ya que los ingresos por parte de la exportación, además de verse afectados por el tema precios (caída internacional de los marcadores de precio de petróleo), también ajustó su participación respecto a volumen para con este



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y elaboración GELA, Octubre 2017.

mercado. En el caso de Argentina, se entregaron en promedio 17,92 MMmcd en 2017. Los volúmenes contractuales en invierno/2017 debieran alcanzar a 20.3 MMmcd, sin embargo, pidió menores nominaciones de volumen debido a la fuerte subida de tarifas y altas temperaturas de invierno.

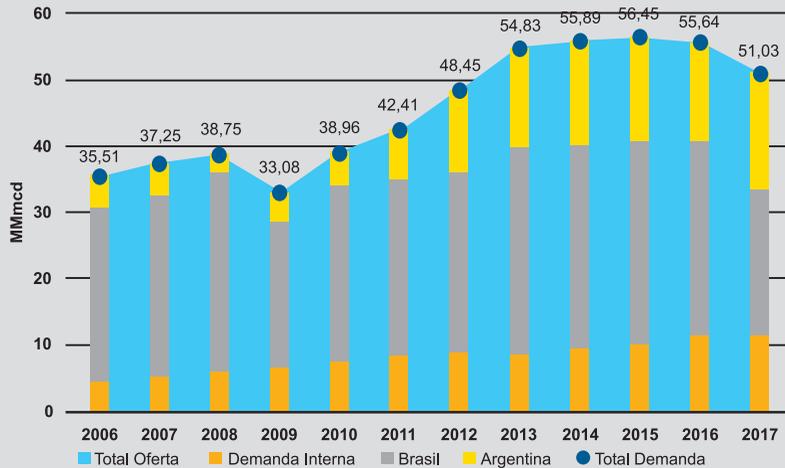
4. BALANCE OFERTA/ DEMANDA

GAS NATURAL

La siguiente figura 4.1 exhibe el comportamiento histórico del balance oferta demanda de gas natural de Bolivia, incluyendo el mercado interno y externo. Respecto a los volúmenes de exportación podemos ver que este mercado representa el 83% en (2006-2017) del total de la demanda nacional. Asimismo, se puede observar claramente los impactos del inicio de contrato de compra venta de gas natural con Argentina en 2010.



Figura 4.1 Balance oferta y demanda de gas natural



Fuente: Reporte de Seguimiento a la Industria del Gas Natural, Ministerio de Minas y Energía Brasil-Julio 2017.

Con capacidad de producción disponible, actualmente se están trabajando en concretar acuerdos comerciales con los países vecinos, para destinar mayores volúmenes hacia la exportación, se están evaluando los mecanismos de entrega y logística, ya que únicos medios disponibles de evacuación son camiones cisternas.

Es por esta razón que durante el 2017, la planta de separación Carlos Villegas ha estado operando al 27% de su capacidad de producción en promedio. (figura 4.3)

GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Con relación al GLP (Gas Licuado de Petróleo), este combustible ha experimentado bajas tasas de crecimiento en cuanto a la demanda nacional, debido a la fuerte penetración del gas natural dentro del sector doméstico e industrial. Como se puede ver en la Figura 4.2, el crecimiento de la producción de GLP se debe a las dos plantas de separación (Río Grande & Carlos Villegas).

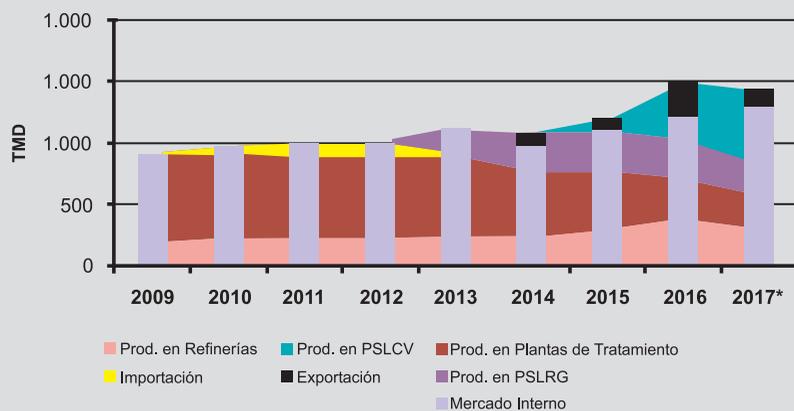
Como se observa en la figura 4.2 en el periodo (2009-2012) Bolivia aún importaba GLP, pero a partir de 2013, pasó de importador a exportador de excedentes de GLP, siendo Paraguay uno de sus principales mercados junto con Perú. Con la primera Planta Separadora de Líquidos Río Grande (PSLRG) Bolivia consiguió ser

autosuficiente en producción de GLP y conseguía exportar excedentes en 2013, siendo que esta planta cuenta con una capacidad de 261 TMD de GLP. Con la segunda Planta Carlos Villegas (PSLCV) inaugurado en agosto 2015 se habilitan otras 2.200 TMD de GLP en capacidad de producción adicional, ampliando la capacidad de producción de GLP en un 511%.

DIÉSEL

La figura 4.4 muestra la oferta y demanda de diésel en el mercado interno. La demanda ha ido creciendo a un ritmo de 5% entre los años 2010-2017. Y la oferta se ha visto limitada a la producción de crudo, haciendo que más del 50% de los requerimientos de diésel sean importados.

Figura 4.2 Balance histórico de oferta y demanda de GLP

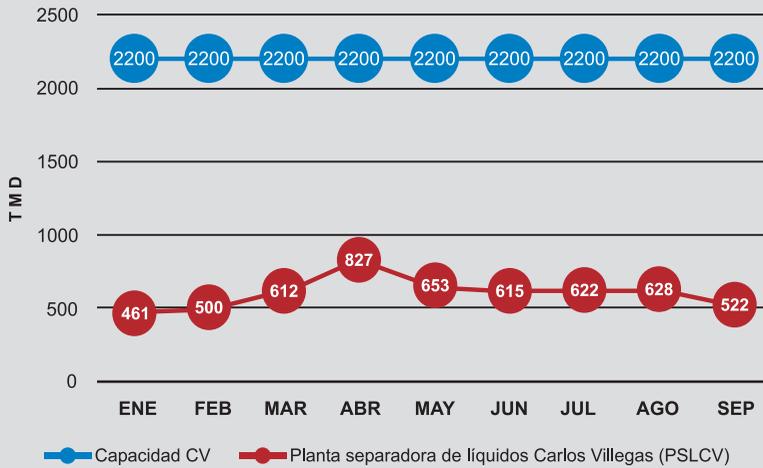


Fuente: YPFB & ANH 2009-2015, estimaciones GELA a Septiembre 2017.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANH, Septiembre de 2017.

Figura 4.3 **Producción GLP - Planta Carlos Villegas (Gran Chaco)**



5. EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD UPSTREAM

POZOS EXPLORATORIOS

Si analizamos el comportamiento de los resultados los últimos 4 años, podemos denotar que esta estimación se ajusta a entre 30 a 40% de factor de éxito para la actividad de perforación exploratoria en el país.

De la actividad perforatoria programada para 2017, 5 pozos fueron concluidos resultando en 3 pozos secos y 2 en producción, el restante de pozos se encuentran en ejecución (5) y en obras civiles (6), con información disponible a agosto 2017.

GASOLINAS

En la figura 4.5 se muestra la oferta y demanda de gasolina en el mercado interno. La demanda ha ido creciendo a un ritmo de 5,2 % entre los años 2010-2017.

Cabe señalar que a pesar de las mejoras realizadas en las refinерías para procesar crudo liviano, las importaciones de este producto continúan aumentando y hasta septiembre del 2017 se importó el 22% de la demanda total del mercado interno.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB & ANH hasta 2016 y estimaciones GELA con datos del IBCE a septiembre de 2017.

Figura 4.4 **Equilibrio de oferta y demanda de diésel**

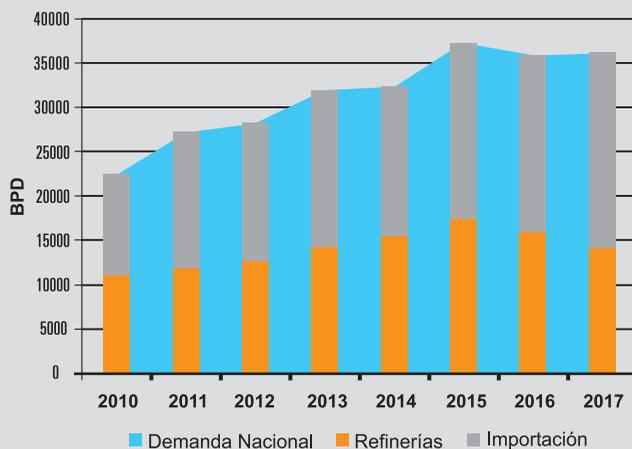
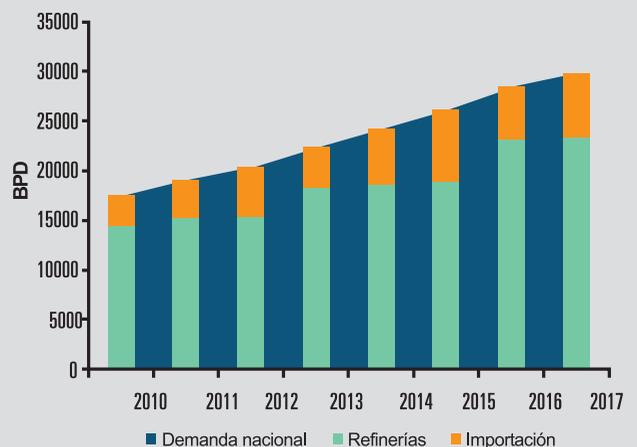


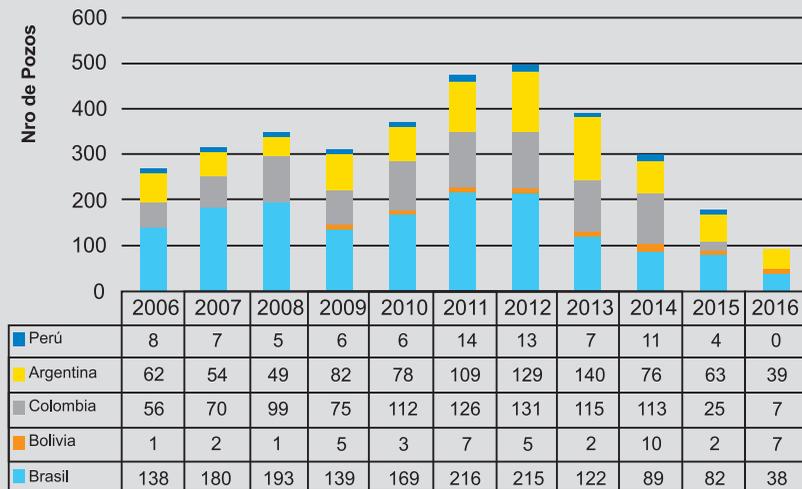
Figura 4.5 **Histórico balance oferta y demanda de gasolinas**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB & ANH hasta 2016 y estimaciones GELA con datos del IBCE a septiembre de 2017.



Figura 5.1 Pozos exploratorios perforados en otros países



Fuente: Desarrollo del Upstream en Bolivia, Agencia Nacional de Hidrocarburos 2016.

Nótese además, que fueron las empresas subsidiarias de YPFB quienes dedicaron mayores esfuerzos en el desarrollo de actividad exploratoria y de perforación.

PERFORACIONES EN LA REGIÓN

La figura 5.1 muestra un rápido análisis de la magnitud de actividad exploratoria y de desarrollo, que se realizan en Bolivia, versus el resto de países de la región.

6. PRECIOS

MERCADO INTERNO

Los precios de gas natural para el mercado interno son regulados y se han mantenido

inamovibles durante la última década. Ver tabla 6.1.

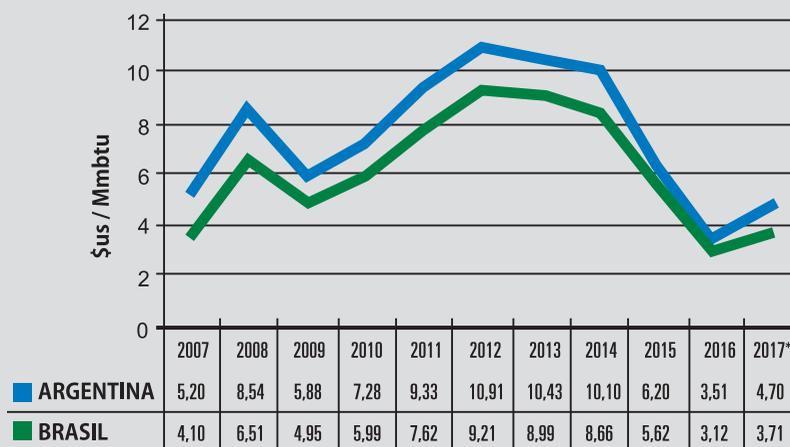
Recientemente se dio un giro en cuanto a precios del gas natural para el sector industrial, que determinó un incremental de

precios de acuerdo a rangos de consumo, diferencial a favor de YPFB con miras a seguir desarrollando las redes de gas natural a nivel nacional. El resto de combustibles líquidos, también son regulados y mantienen precios estáticos. El año 2017 en particular, ingresó al mercado una nueva gasolina con mayor octanaje llamada "Gasolina SUPER 91". Esto en contramedida a la alta demanda de "Gasolina Premium" que es importada. (tabla 6.2)

MERCADO DE EXPORTACIÓN

Los precios de gas natural para la exportación están definidos por las fórmulas contractuales, que se calculan trimestralmente y consideran los marcadores internacionales de combustibles alternativos que cada país está reemplazando con gas natural.

Figura 6.2 Precio de exportación del gas natural



Fuente: Datos estadísticos, Ministerio de Hidrocarburos, Septiembre 2017*.



Tabla 6.1 Precios del gas natural para el mercado interno

	Sector	\$us/MMbtu
Eléctrico	Sistema Interconectado	1.30
	Sistema Aislado	1.05 - 1.10
Residencial, Comercial & Vehicular (GNV)*		0.57** - 0.98
Consumidores Directos e Industriales***		2.19
Plantas de Separación		2.90
Planta de Urea****		1.5 - 2.5

*Precios City Gate.

**Precios para EMTAGAS de Tarija.

*** Precios promedio de los consumidores directos, incluye el incremental de precios de RAR-ANH-ULGR-0331-2017.

****Precios referenciales para las etapas de prueba, aun no se tienen definidos los precios de gas natural para la etapa comercial de la misma.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF & ANH.

Tabla 6.2 Precios al consumidor final de combustibles

Precios finales de los productos regulados	
2017	Valor
Gasolina Especial (Bs/L)	3,74
Gasolina Premium (Bs/L)	4,79
Gasolina Aviación (Bs/L)	4,57
Kerosene (Bs/L)	2,72
Jet Fuel Nacional (Bs/L)	2,77
Diésel Oil Nacional (Bs/L)	3,72
Agro Fuel (Bs/L)	2,55
Fuel Oil (Bs/L)	2,78
Gas Licuado de Petróleo - GLP (Bs/Kg)	2,25
Gas Natural Vehicular - GNV (Bs/m3)	1,66
Gasolina Super 91 (Bs/L)	4,40

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF & ANH, 2017.

Es por esta razón que los precios fluctúan cada trimestre y se ven afectados por las variaciones del mercado internacional del crudo y sus derivados. En la figura 6.2 se ve el comportamiento de los precios para Brasil y Argentina.

Si analizamos la producción de gas natural entregada al mercado y la sobreponemos con los escenarios de precios promedio de exportación (Brasil y Argentina), vemos que ambos coinciden en una tendencia creciente, lo que permitió al país contar con grandes ingresos anuales, por los componentes de precios y volúmenes que se exhibieron principalmente en los años 2011 y 2015.

El último año esta tendencia se retrajo, debido a los menores volúmenes de entrega hacia Brasil y los escenarios de precios.

7. INVERSIONES Y RECAUDACIONES

INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

En la figura 7.1 se detalla el histórico de inversión hidrocarburífera desarrollado en el país. Las inversiones durante la última década crecieron en un 35% por año desde 2006-2016. A partir de 2016, el escenario de inversión para la explotación exhibe un descenso notorio de 40.23%

Tabla 7.1 Inversiones downstream

Nombre del proyecto	Inversión MM\$us	Año
Planta de tuberías y accesorios	14,4	2017
Planta de amoníaco y urea	953	2017
Proyecto GNL	210,9	2016
Planta Separadora de líquidos Carlos Villegas	695	2015
Planta Separadora de líquidos Río Grande	191	2013

Fuente. Presentación presidencial mensaje 22-01-2018.



respecto a 2015. Esto ocurrió debido a que hasta 2016 se concluyeron varios de los proyectos de modernización de refinerías, ductos, plantas de separación e industrialización.

En la tabla 7.1 se observa las inversiones en downstream desarrollados en los últimos 5 años: Por su parte las inversiones en exploración durante la última década mantuvieron una tendencia creciente anual del 7% y como mencionamos en la sección 5.1, esto se debió a los esfuerzos de YPFB y el resto de empresas subsidiarias y privadas, en desarrollar nuevos descubrimientos de gas natural que no tuvieron el éxito esperado pero que coadyuvaron en el objetivo de ampliar los horizontes geológicos

y de información en el país con miras a generar futuros prospectos exploratorios.

INVERSIÓN

Si superponemos las tendencias de producción de gas natural y líquidos con las inversiones históricas en los últimos 10 años, podemos notar que la inversión y la producción siguieron una tendencia similar. En este sentido en el periodo 2006-2012 se invirtieron en promedio 438,66 MM\$us, y estos montos se incrementaron en un 138% en el periodo 2012-2016.

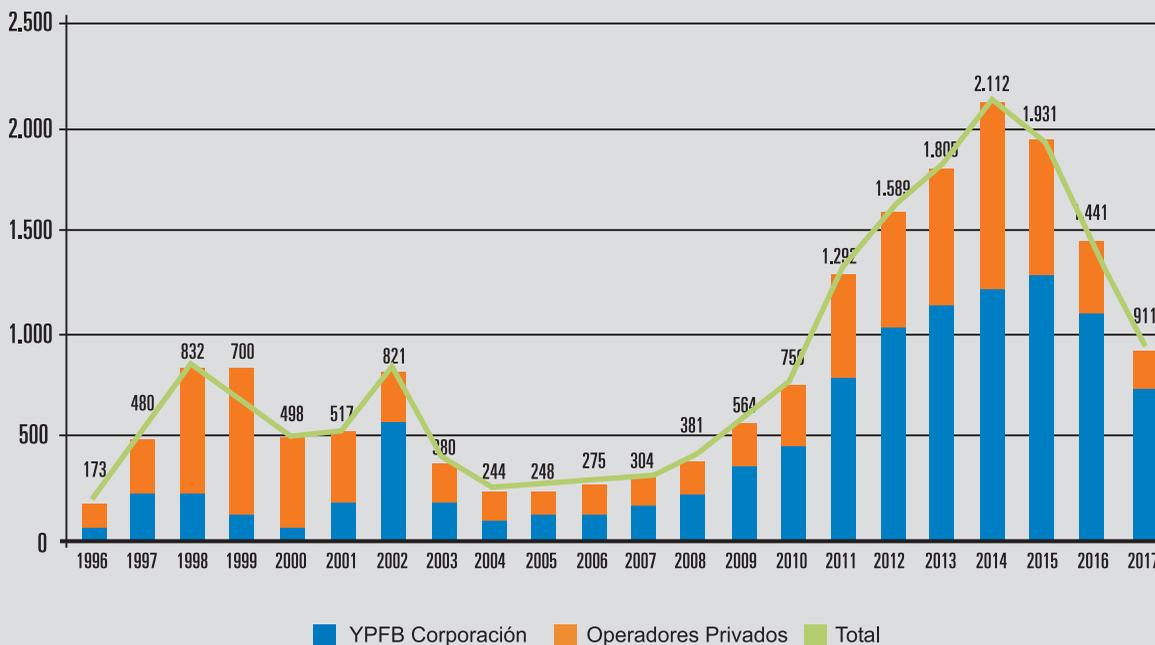
Sin embargo, el incremental de producción para los mismos periodos tan solo alcanzó un 53% versus el quinquenio anterior, y esto se debe al

comportamiento de la demanda ya existente y a la focalización de inversión en el sector downstream.

8. HISTÓRICO DE LAS RECAUDACIONES POR HIDROCARBUROS

La figura 8.1 muestra el histórico de recaudaciones por concepto de renta petrolera total y participaciones en los últimos 11 años. De igual forma las recaudaciones han sido impactadas por los menores ingresos por venta de gas natural hacia los mercados de exportación en ese periodo. Estos menores ingresos repercutieron en todos los agentes beneficiarios de estos ingresos, desde universidades, municipios y el propio Estado central, que se vieron en la necesidad de ajustar sus presupuestos.

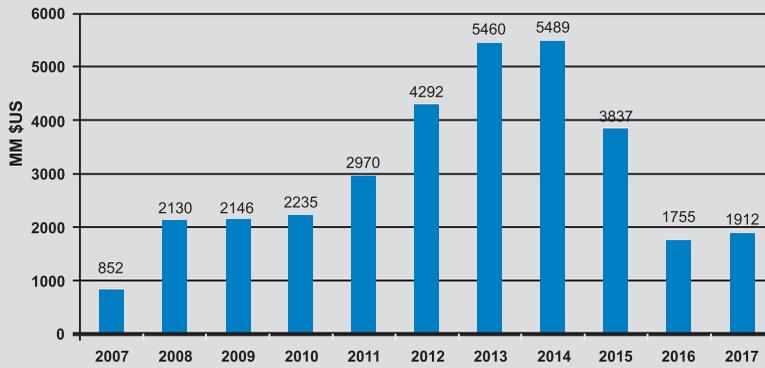
Figura 7.1 **Inversión histórica en hidrocarburos**
(En millones de dólares)



Fuente: GPC-YPFB



Figura 8.1. Evolución de las recaudaciones por hidrocarburos



Fuente: Presentación presidencial mensaje 22-01-2018.

2018

El programa de inversiones 2018 en el sector está orientado principalmente a la implementación de proyectos de Exploración, Desarrollo y Transporte, actividades que en conjunto concentran un 80.9% del presupuesto total programado en dicha gestión, tal y como se muestra a continuación:

Gestión 2018: Presupuesto de inversión por actividad (En millones de dólares)

ACTIVIDAD	CASA MATRIZ	SUBSIDIARIAS	OPERADORAS PRIVADAS	2018 (MM\$us)	%
	21,9%	47,3%	30,8%		
EXPLORACIÓN	71,8	86,7	220,9	379,4	31,7%
DESARROLLO		191,0	145,7	336,7	28,1%
TRANSPORTE		253,9		253,9	21,2%
DISTRIBUCIÓN	103,9			103,9	8,7%
OTRAS INVERSIONES	25,9	5,3	2,4	33,5	2,8%
INDUSTRIALIZACIÓN Y PLANTAS	28,9			28,9	2,4%
ALMACENAJE	25,3	1,5		26,8	2,2%
REFINACIÓN		26,8		26,8	2,2%
COMERCIALIZACIÓN	6,7	1,8		8,4	0,7%
TOTAL GENERAL	262,4	566,9	369,0	1.198,3	100%

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos - YPFB

CONCLUSIONES

Existieron logros registrados por el sector petrolero durante 2013 - 2014, donde se consiguieron niveles récord de producción, de exportaciones y de recaudaciones petroleras. Sin embargo, es clara la alta dependencia del sector hidrocarburífero del país sobre factores externos, como son los precios y los contratos de exportación de gas natural. Si bien Bolivia consolidó el desarrollo de infraestructura con diversos proyectos en el downstream, su existencia pierde fuerza sin la continuidad y reposición de los ciclos exploratorios de reservas y producción hidrocarburífera.

Las reservas y la actividad del upstream nos deben hacer reflexionar sobre qué condiciones ofertamos en el país para propiciar mayores inversiones en las actividades de E&P.

Finalmente, consideramos que el país debe mejorar los planteamientos comerciales de los energéticos destinados a la exportación, de manera que consideren la dinámica de los mercados externos y las mejores prácticas en cuanto a mecanismos de precios y logística de evacuación de los productos con el objetivo de optimizar las inversiones e incrementar los ingresos para el país.

Muchos de estos retos ya fueron identificados con anterioridad, sin embargo, algunos se mantienen vigentes a la fecha.

