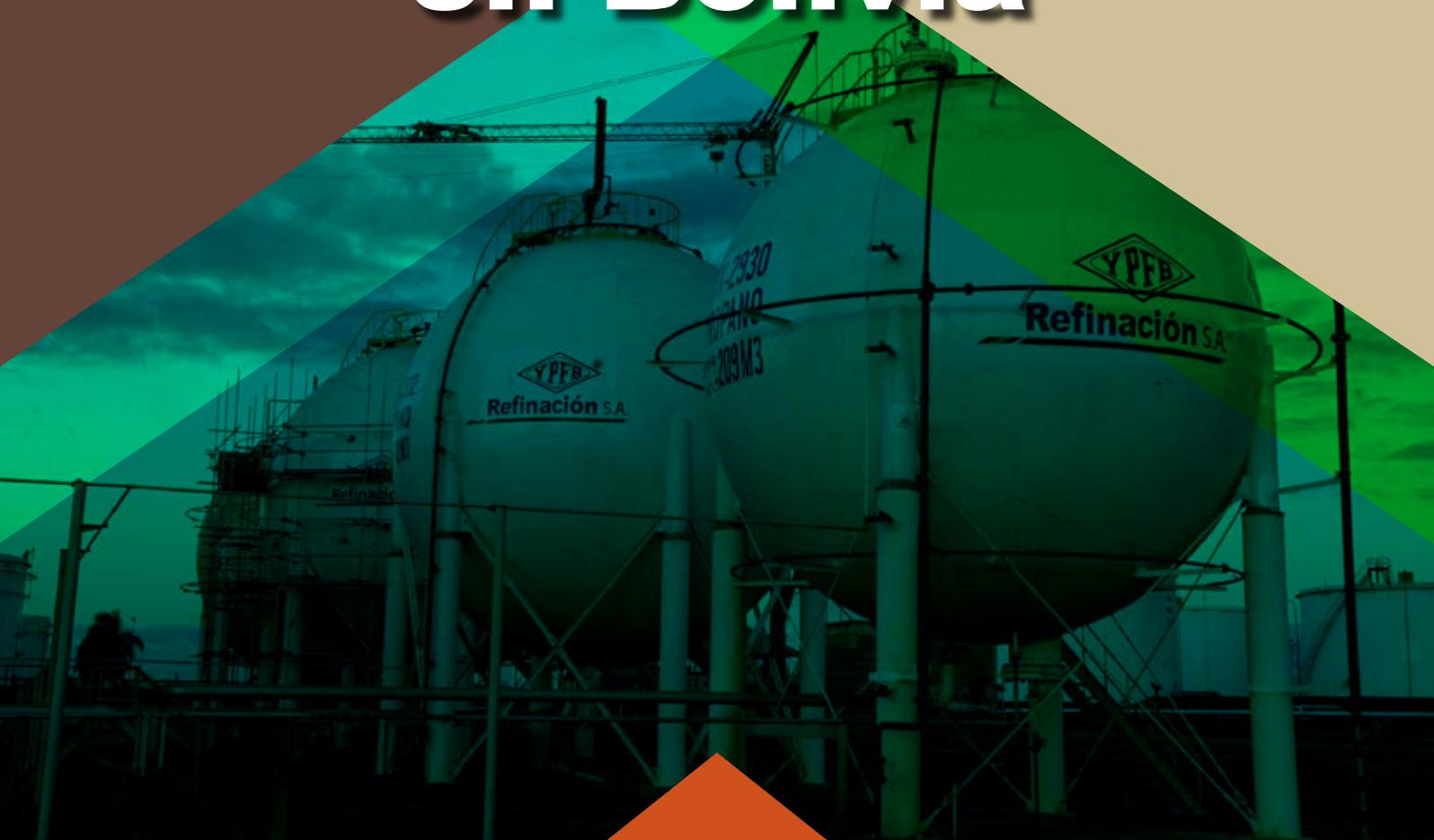




Reporte de las Industrias Extractivas en Bolivia





Director: Juan Carlos Núñez

Coordinador General: Wáldo Gómez

Elaboración: Raúl Velásquez

Sandra Sánchez

Héctor Córdova

Edición: Jorge Jiménez Jemio

Dirección: Edificio Esperanza,
Av. Mcal. Santa Cruz 2150

Telefax: (591-2) 2125177 – 2311074

E-mail: fundajub@entelnet.bo

Con apoyo de:



Oil, gas and mining for development



Pan para el Mundo -

CONTENIDO

1. Importancia del Sector Extractivo en la Economía	3
2. Sector Hidrocarburos	7
2.1 Gobernanza del Sector Hidrocarburos	7
2.2 Exploración	13
2.3 Explotación	21
2.4 Transporte	25
2.5 Refinación	27
2.6 Comercialización	30
2.7 Industrialización	39
2.8 Renta Petrolera	40
2.9 Conclusiones y desafíos	42
3. Sector Minería	45
3.1 Gobernanza del Sector Minero	45
3.2 Exploración	54
3.3 Explotación	57
3.4 Metalurgia	62
3.5 Comercialización	64
3.6 Industrialización	67
3.7 Renta Minera	68
3.8 Conclusiones y desafíos	70

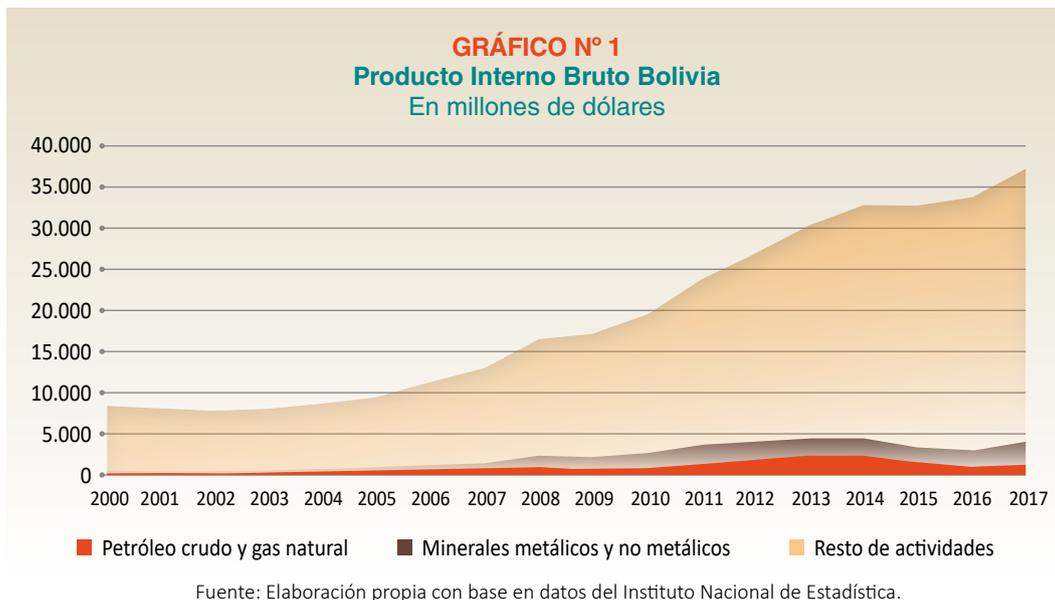
1.

IMPORTANCIA DEL SECTOR EXTRACTIVO EN LA ECONOMÍA

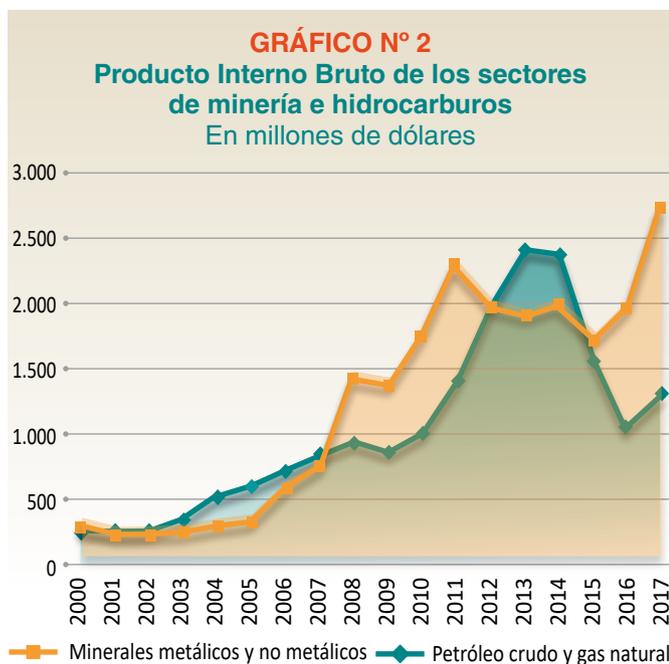
Bolivia continúa siendo un país dependiente de la explotación de recursos naturales no renovables. Si bien los sectores minero y petrolero no tienen un peso determinante en términos del Producto Interno Bruto (PIB), son importantes en cuanto a generación de ingresos fiscales; en especial el sector de hidrocarburos, que es el que mayor aporte realiza.

Esta contribución fiscal, por ser distribuida ampliamente a varios beneficiarios, entre ellos gobernaciones, municipios y universidades, ha contribuido a dinamizar sectores económicos, como el de la construcción; asimismo, sirven para solventar inversiones y gasto corriente de las entidades territoriales autónomas.

Con relación al comportamiento durante los últimos 10 años, se observa un importante incremento, particularmente entre 2004–2014, coincidiendo con un ciclo de incremento en los precios internacionales de las materias primas. Sin embargo, en el periodo 2014–2016 coincidentemente con la caída del precio internacional del petróleo, hubo una menor dinámica económica a nivel agregado; no obstante, los sectores de minería e hidrocarburos representan, en promedio, solamente 11% del PIB.



Analizando de manera específica el PIB sectorial de minería e hidrocarburos, en el Gráfico N° 2 se observa que, en el caso de minería, entre los años 2005–2011, este valor se incrementó en siete veces, especialmente desde el año 2008, con la puesta en marcha del proyecto San Cristóbal, el más grande de Bolivia, acompañado, además, por un incremento en los precios internacionales de los minerales. Sin embargo, desde el año 2012, coincidente con la caída de la cotización internacional, se observa una contracción importante en el valor del PIB del sector minero, siendo su punto más bajo el año 2015, para iniciar un vertiginoso repunte desde el año 2016, impulsado por una mejora en los precios de los minerales que el país exporta, principalmente zinc.

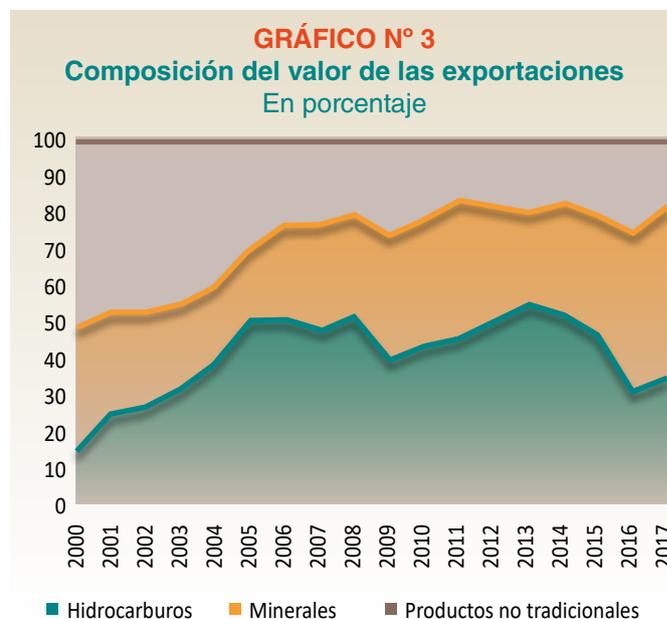


Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Estadística.

Con relación al PIB sectorial de hidrocarburos, éste sigue el comportamiento de los precios de exportación del gas natural que, al depender directamente del precio internacional del petróleo, inició su caída el año 2014, situación que además viene acompañada de la declinación en la producción del campo San Alberto -uno de los principales campos gasíferos del país-, solo un campo nuevo, Incahuasi, ha ingresado en producción desde el año 2016, con un incremental que ha servido para cubrir el descenso de San Alberto y de otros campos.

Respecto a las exportaciones, al considerar la totalidad de ingresos que percibe el país por este concepto, la relevancia de ambos sectores ha ido cobrando mayor importancia durante los últimos 17 años, si bien para el 2000 representaban cerca de 50% de las exportaciones nacionales, frente a otro 50% representado por exportaciones no tradicionales, para la gestión 2014 alcanzaron a 82% de los ingresos totales obtenidos por las exportaciones del país.

Un aspecto que destaca el Gráfico N° 3 es la mayor participación del sector hidrocarburos en los ingresos por exportaciones, comportamiento que es explicado principalmente por el gas natural que Bolivia vende a Brasil (principal mercado de la producción nacional de gas natural),



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Estadística.

cuyo volumen fue incrementado mediante una adenda suscrita el año 2004 que eleva el mismo de 24 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) a 30,1 MMmcd. Asimismo, están las exportaciones de gas natural que se realizan a Argentina que, si bien el año 2007 se basaban en un contrato suscrito bajo la figura de interrumpible¹, desde el año 2010, mediante la suscripción de una adenda, fue cambiado a uno en firme, con cantidades incrementales de forma anual y según la estación del año (verano e invierno).

Entre los años 2004–2014, el principal impulsor de los ingresos por exportaciones de hidrocarburos ha sido el efecto precio que, sumado al incremento en la producción, ha permitido al país recibir cifras récord por concepto de exportación.

Como resultado de esta situación, el aporte de las industrias extractivas a los ingresos fiscales también se incrementó en el periodo 2004–2014, permitiendo al Estado captar mayores recursos, pero nuevamente impulsados por un efecto precio. Asimismo, en los últimos 13 años han existido modificaciones al sistema fiscal que, en el caso del sector hidrocarburos, con la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), permitió al Estado captar una renta mucho mayor a la que recibía antes de la creación de este impuesto.

¹ Contrato de compra y venta de gas natural con una cantidad acordada a ser vendida y comprada, pero que su suministro depende de la disponibilidad de país vendedor y de la necesidad del comprador.

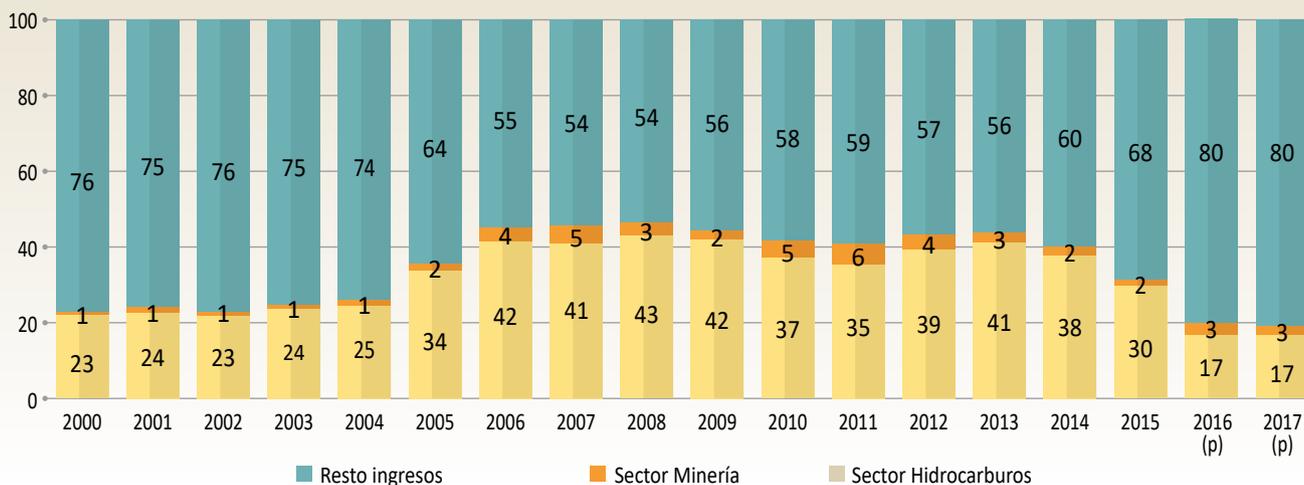
El siguiente gráfico muestra la importancia de los sectores extractivos en los ingresos del Gobierno General, que incluye los niveles central y subnacional; si bien en este análisis no se incluyen los ingresos por la participación de YPF en las ganancias de los contratos petroleros, debido a que éstos benefician directamente a la empresa petrolera estatal y no son ingresos fiscales del Gobierno Nacional, se evidencia que la actividad extractiva tiene una importante relevancia en los ingresos fiscales de los diferentes niveles de gobierno.

Se observa que el sector hidrocarburos ha cobrado mayor importancia desde el año 2005, a partir de la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), que permite al Estado quedarse con al menos 50% de los ingresos por la explotación de esos energéticos. En contraposición, el sector minero representa, en promedio, 3% de los ingresos del Gobierno General, aporte mínimo debido, en primera

instancia, a que la participación estatal en la renta minera es significativamente menor que en el caso de hidrocarburos y, segundo, porque la renta minera beneficia solamente a gobernaciones y municipios productores, contrariamente a lo que pasa en el sector hidrocarburos, cuya renta se distribuye a la mayor parte de la población.

El incremento en los ingresos fiscales del Gobierno General (Gobierno Central, gobernaciones y municipios) ha permitido también una mayor redistribución de los ingresos fiscales mediante la implementación de políticas sociales, es así que desde el año 2006 el Gobierno ha creado tres programas de transferencias de dinero mediante los denominados “bonos sociales” a favor de población vulnerable, uno de estos programas no está condicionado, en tanto que otros dos dependen del cumplimiento de ciertas condiciones en áreas de salud y educación.

GRÁFICO N° 4
Composición de los ingresos fiscales del Gobierno General
 En porcentaje



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.



2. *SECTOR HIDROCARBUROS*

2.1. GOBERNANZA DEL SECTOR HIDROCARBUROS

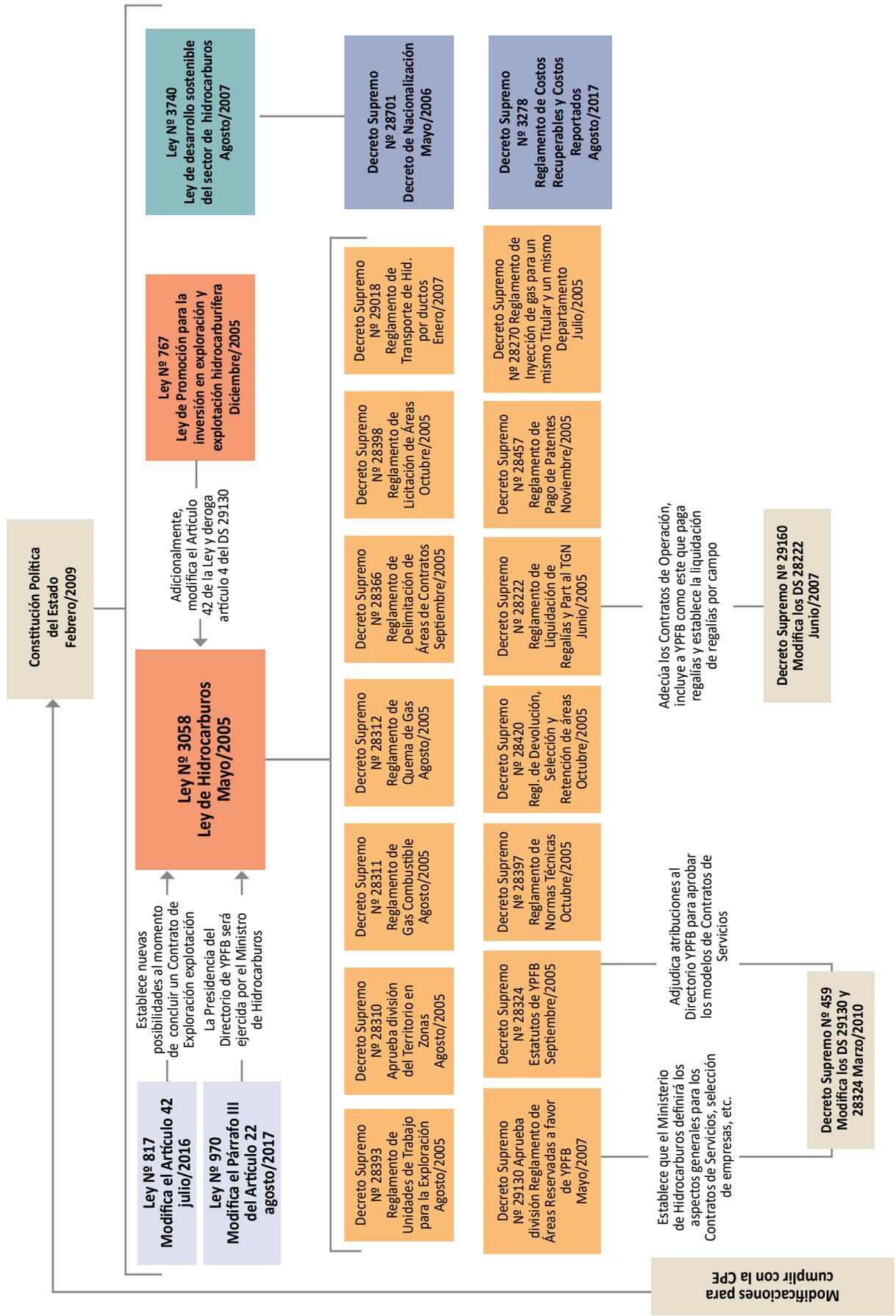
Necesidad de una nueva ley, política hidrocarburífera y marco normativo sectorial

El Ministro de Hidrocarburos boliviano precisó que las empresas que llegan al país para invertir requieren cuatro elementos importantes: seguridad jurídica, seguridad fiscal, alta prospectividad y buenos mercados; sin embargo, si se hace un examen al actual marco jurídico sobre el cual se desarrollan las actividades del sector se observan falencias que contravienen con lo manifestado en lo referido a la seguridad jurídica.

Es así que el sector hidrocarburos demanda al Estado un marco jurídico que regule la actividad petrolera, en apego estricto a la Constitución Política del Estado (CPE), a través del cual se definan las reglas sobre las cuales se desenvuelve la actividad petrolera para todos los agentes económicos que intervienen en ella e impulsen su desarrollo. Todo ello propicia el marco de seguridad y claridad necesario para las relaciones económicas público-privadas en el sector.

Adicionalmente, al contar con un marco jurídico, esa seguridad también implica contar con instituciones de calidad que promuevan el cumplimiento de dichas disposiciones legales respaldando los derechos y deberes que tienen las personas en virtud de la ley.

De esta manera, en el siguiente gráfico se intenta ilustrar una parte de la normativa existente relacionada con la exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos, mostrando las incompatibilidades que se han dado entre las diferentes normas a partir de 2005 y que permiten visualizar la necesidad de contar con una nueva ley de hidrocarburos y sus reglamentos que propicien un marco jurídico claro y coherente a lo establecido con la Constitución.



La CPE, promulgada el 2009, establece los nuevos principios para desarrollar el sector hidrocarburos; pero su promulgación fue posterior a todo el marco normativo de la actual ley sectorial y sus reglamentos, los cuales datan del año 2005. De esta manera, uno de los preceptos más importantes en la CPE fue que YPF, como única empresa encargada de toda la cadena hidrocarburífera, tenga la posibilidad de celebrar contratos de servicios para ejecutar dichas atribuciones. Los citados contratos de servicios no constituyen un modelo de contrato dentro del cuerpo de la actual Ley de Hidrocarburos, por lo que para viabilizar este precepto, en primera instancia, se recurrió a modificar el Decreto Supremo N° 29130, estableciendo que los parámetros sobre contratos de servicios, selección de empresas y otros temas relacionados con estos contratos serán definidos por el Ministerio de Hidrocarburos, a través de resoluciones ministeriales (normas de menor jerarquía y susceptibles de modificación por la facilidad en su trámite).

Así, las definiciones más importantes sobre los contratos de servicios fueron precisadas en la Resolución Ministerial-150/10, la cual, según información del Ministerio de Hidrocarburos, fue modificada por lo menos en dos oportunidades por la Resolución Ministerial 262/11 y la Resolución Ministerial 128/2016, y de las cuales se desconoce su contenido, al no estar disponible en ningún formato público.

Asimismo, dado que la CPE establece que YPF es la única empresa que comercializa los hidrocarburos, no existe la posibilidad de pagar a las empresas privadas en especie para que revendan esa producción -opción establecida en la actual Ley de Hidrocarburos-, por tanto, el sujeto de pago de regalías, participaciones e impuestos recae sobre YPF y no así sobre el Titular, como se manifiesta en la ley, motivo por el cual se realizaron modificaciones al Decreto Supremo N° 28222 que reglamenta el pago de regalías, haciendo a YPF responsable de estos pagos.

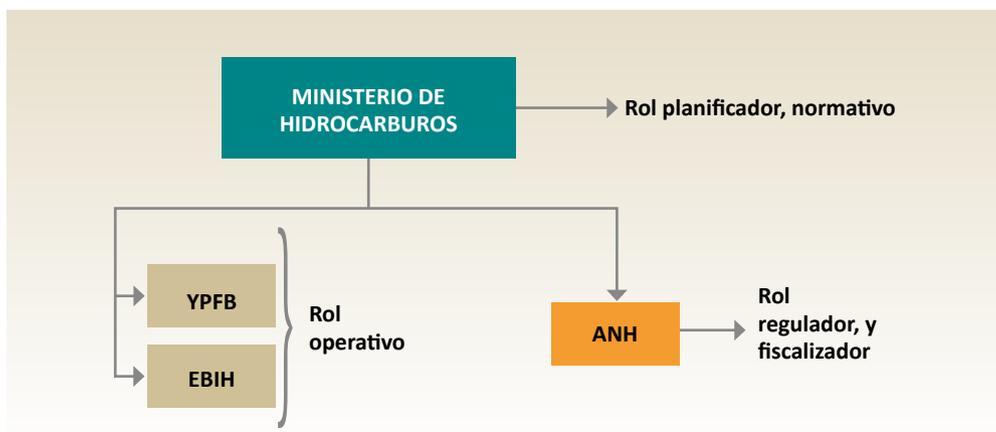
Por otro lado, luego de aprobarse el Decreto Supremo N° 28701, que el 2006 nacionalizó los hidrocarburos, el 2007 se promulgó la Ley de Desarrollo Sostenible (antes de la promulgación de la CPE), que define lineamientos para el desarrollo del sector a partir de la nacionalización

e incluye temas como Planes de Desarrollo y Programas de Trabajo, Costos Recuperables y Certificaciones de Reservas, preceptos que no se encuentran mencionados en la Ley de Hidrocarburos N° 3058. Sobre la misma línea, en agosto de 2017 se promulgó el Decreto Supremo N° 3278 que reglamenta los costos recuperables y costos reportados que se encuentran definidos en los diferentes contratos para la exploración y explotación suscritos por YPF y empresas privadas, pero que no forman parte de la Ley de Hidrocarburos ni siquiera de manera conceptual.

De la misma forma, se hicieron modificaciones sustanciales a la Ley de Hidrocarburos sobre la conducción de la estatal petrolera, que ahora es presidida por el Ministro de Hidrocarburos y ya no por el Presidente Ejecutivo de YPF. Y otro cambio importante en la política sobre la entrega de campos al momento de la finalización de un contrato, donde antes sólo podía ser entregado a YPF, ahora se habilita la posibilidad de que, a la finalización de un contrato, y si aún el campo se encuentra en producción, se suscriba una adenda para que el operador del campo prosiga con sus actividades bajo ciertos parámetros definidos.

En el ámbito institucional también se presentan problemas, ya que la actual CPE de Bolivia define los roles de las instituciones directamente desarrolladas con la gestión del sector hidrocarburos; así, en sus artículos 361, 363 y 365 establece que YPF es el brazo operativo del Estado para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.

En su artículo 363 precisa que la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) es una empresa autárquica de derecho público, con autonomía de gestión bajo la tuición del ministerio del ramo y de YPF, responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos. Y, finalmente, el 365 determina que una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión y bajo la tuición del ministerio del ramo, será responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización. Gráficamente, éstos serían los roles que deberían ser asumidos por cada institución, según la norma.



Sin embargo, en la ley vigente de hidrocarburos algunos de los roles citados son diferentes a los establecidos en la CPE, como se aprecia en el siguiente cuadro:

CPE	Ley de Hidrocarburos
YPFB operador en toda la cadena de hidrocarburos.	YPFB es operador y además fiscalizador de contratos para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
ANH responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar todas las actividades de la cadena hidrocarburífera.	ANH es un ente regulador para las actividades de transporte, refinación, comercialización de productos derivados y distribución de gas natural por redes.
EBIH responsable de ejecutar la industrialización.	No existe una institución encargada de desarrollar esta actividad en el país.

De esta manera, en la práctica, YPFB sigue cumpliendo un rol de operador y fiscalizador de contratos, lo que ha ocasionado distorsiones, por ejemplo, al momento de suscribir contratos de servicios con sus empresas filiales; y genera susceptibilidad por parte de las empresas privadas y de la sociedad al ser ella misma quien fiscaliza sus actividades, jugando un doble rol de juez y parte en toda la cadena hidrocarburífera.

En el caso del rol fiscalizador, la Ley N° 466 de la Empresa Pública incluye en su disposición final séptima que la ANH queda encargada de emitir la normativa técnica jurídica necesaria para el cumplimiento de sus atribuciones de regulación, control, supervisión y fiscalización de todas las actividades hidrocarburíferas; sin embargo, en la práctica, la carencia de recursos financieros, humanos y técnicos ocasiona que dicho rol no pueda ser óptimamente cumplido en lo que respecta a la exploración y explotación de hidrocarburos.

En resumen, las incompatibilidades manifestadas constituyen simplemente algunos ejemplos de la necesidad de contar con un marco legal para el sector hidrocarburos, donde tanto inversionistas públicos como privados cuenten con una normativa concisa, estable y concordante con los compromisos asumidos por Bolivia y el respeto a su Constitución, lo que promoverá un ambiente seguro para la inversión, reduciendo, de alguna manera, los riesgos inherentes a la actividad petrolera.

Transparencia y acceso a la información

La implementación de políticas de transparencia y acceso a la información pública constituyen uno de los principios fundamentales para una buena gobernanza el sector hidrocarburífero, generan confianza en la población, reduciendo los posibles conflictos sociales por falta de información en su gestión; asimismo, previenen posibles hechos de corrupción por parte de sus autoridades y contribuyen a desarrollar una adecuada promoción, control y uso de los recursos hidrocarburíferos que pertenecen a todos los bolivianos.

De esta manera, la Constitución del Estado Plurinacional, promulgada el año 2009², establece los preceptos legales generales necesarios para desarrollar una gestión pública transparente y cuyo acceso a la información promueva la participación de la ciudadanía en el desarrollo de políticas públicas, además de permitirle ejercer el control social a la gestión pública³, en todos los niveles del Estado, con principios de independencia y autonomía, los cuales son descritos a continuación:

2 Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia, febrero de 2009, ver artículos: 8, 21, 241, 242 y 351.

3 Con la promulgación de la Ley de Participación y Control Social (Ley N° 341 del 5 de febrero de 2013) se define el marco general de la participación y control social, sus fines, principios, atribuciones, derechos, obligaciones y formas de su ejercicio; con ello toda la sociedad civil tiene atribuciones para denunciar actos irregulares, promover el procesamiento y exigir el cumplimiento de resoluciones en contra de autoridades, servidores públicos ante autoridades competentes; identificar y denunciar hechos de corrupción, falta de transparencia y negación de acceso a la información ante las autoridades competentes, entre otros.



Adicionalmente a este marco jurídico general, se instituyen normas de menor jerarquía relacionadas con la transparencia y acceso a la información que conciernen directa o indirectamente con el sector hidrocarburos, las cuales son citadas a continuación por orden cronológico:

Norma	Principales Características relacionadas con la Transparencia
Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005	La transparencia es un principio del régimen de hidrocarburos que obliga a las autoridades responsables del sector a conducir los procedimientos administrativos de manera pública, asegurando el acceso a la información a toda autoridad competente y personas individuales y colectivas que demuestren interés. Asimismo, obliga a las autoridades a que rindan cuenta de su gestión, de la forma establecida en las normas legales aplicables.
Decreto Supremo N° 28168 de 17 de mayo de 2005	Establece que la información de publicación obligatoria es: presupuesto, nómina de servidores, POA, reportes anuales de ejecución presupuestaria, datos de contratos de bienes, obras y servicios. Se aplica a todo el Poder Ejecutivo, empresas y sociedades del Estado y sociedades con participación mayoritaria Estatal. Las personas pueden acceder a la información pública de manera directa a partir de páginas electrónicas y otros medios de difusión; y de manera indirecta a través de la Unidad de Información de las Máximas Autoridades Ejecutivas que se habilitarán.
Ley N° 3740 de 31 de agosto de 2007 – Ley de Desarrollo Sostenible	YPFB publicará semestralmente y con carácter oficial en su página web institucional toda la información referida a los costos recuperables y al cálculo realizado para la determinación de la participación de YPFB y de las empresas en los beneficios de la actividad de hidrocarburos. Posteriormente, se desglosa la información que debe ser publicada a nivel de campo. Hasta el 31 de marzo de cada año, YPFB debe publicar el nivel de reservas certificadas existentes en el país al 1 de enero de dicho año.
Decreto Supremo N° 29894 de 7 de febrero de 2009	Todos los ministerios del país deben contar con una unidad de transparencia para asegurar el acceso a la información pública, promover la ética en los servidores públicos y velar porque las autoridades cumplan con la rendición de cuentas, la emisión de estados financieros, entre otros.
Decreto Supremo N° 214 de 22 de julio de 2009	La Política Nacional de Transparencia está compuesta por cuatro ejes: i) Fortalecimiento de la participación ciudadana; ii) Fortalecimiento de la transparencia en la gestión pública y el derecho al acceso a la información; iii) Medidas para eliminar la corrupción y iv) Mecanismos de fortalecimiento y coordinación institucional.

Norma	Principales Características relacionadas con la Transparencia
Ley N° 341 de 5 de febrero de 2013 – Ley de Participación y Control Social	La transparencia es un principio fundamental de la norma, y establece que se debe realizar un manejo honesto y adecuado de los recursos públicos, así como la facilitación de información pública desde los Órganos del Estado y las entidades privadas que administran recursos fiscales y/o recursos naturales, de forma veraz, oportuna, comprensible y confiable. Es obligación del Estado actuar con transparencia y realizar periódicamente procesos de rendición pública en el marco del plan estratégico institucional y la planificación operativa anual. La difusión del informe de rendición deberá realizarse por escrito y en la página web de la entidad con anticipación de 15 días calendario a la realización del acto.
Ley N° 466 de 26 de diciembre de 2013 – Ley de la Empresa Pública	Las empresas públicas están obligadas a publicar información referida a su gestión en medios de comunicación escrita, electrónica y audiencias de rendición pública de cuentas, así como implementar otros mecanismos que permitan transparentar su gestión empresarial.
Ley N° 786 de 10 de marzo de 2016 – Plan Nacional de Desarrollo	El pilar 11, Soberanía y transparencia en la gestión pública, incluye como una de sus metas lograr una gestión pública transparente, con servidores públicos éticos, competentes y comprometidos que luchan contra la corrupción. Sobre la misma línea, para consolidar esa meta, plantea entre sus actividades consolidar la rendición pública de cuentas con participación efectiva de la sociedad civil e institucionalización del control social; además de implementar tecnologías de información para el acceso a la información como derecho del ciudadano y para facilitar la evaluación a la gestión pública.
Ley N° 974 de 4 de septiembre de 2017 – Ley de Unidades de Transparencia	Se establece como competencia concurrente la gestión de la transparencia, prevención y lucha contra la corrupción a dichas unidades, que deberán implementarse en todas las entidades y empresas públicas ⁴ , así como toda entidad en la cual el Estado tenga participación accionaria. Se exceptúa a entidades desconcentradas y aquellas entidades descentralizadas con un presupuesto menor a 10 millones de bolivianos. Entre sus principales funciones relacionadas a la transparencia y acceso a la información están: Promover e implementar planes, programas, proyectos y acciones de transparencia; desarrollar mecanismos para la participación ciudadana y el control social; velar por la emisión de estados financieros, informes de gestión, memoria anual y otros; asegurar el acceso a la información pública, exigiendo la otorgación de información de carácter público.

Fuente: Elaboración propia con base en normativa vigente⁴

La mayoría de la normativa existente establece de manera general que la gestión de las entidades estatales –incluidas las que tienen a su cargo la gestión de hidrocarburos– debe ser transparente y de conocimiento público. Esta normativa debe ser implementada en cada institución por sus respectivas Unidades de Transparencia, que son las encargadas de desarrollar políticas internas de transparencia y acceso a la información.

En la práctica, para el caso del sector hidrocarburos, YPFB, como principal operador de toda la cadena hidrocarburífera, con el fin de transparentar su gestión, el año 2009, inició la publicación de datos de manera anual y luego trimestral. Si bien estos datos se presentaban en algunos casos de forma agregada, permitían a la población un seguimiento mínimo a las principales variables de las actividades del sector. Sin embargo, el tercer trimestre de 2015, YPFB retiró de su portal web la publicación de esta información, con lo que se evidencia un retroceso en cuanto a implementación de políticas de transparencia y acceso a la información.

Posterior a ello, aún quedaban disponibles en el portal web de YPFB Transporte datos sobre los volúmenes diarios transportados de gas natural por mercado de destino –información oficial, fundamental para la determinación

de los ingresos por hidrocarburos– empero, en mayo de 2017, la empresa retiró de la página web de esta subsidiaria esa información, agudizando esta situación de falta de transparencia.

En cuanto a la Ley N° 3740, artículo 6, obliga a YPFB a la publicación de datos de costos recuperables en el portal web. La estatal petrolera no cumplió con divulgar esta información bajo el desglose por semestre y por campo, tal como establece la norma citada; por tanto, la norma no estaría siendo cumplida por la estatal petrolera, precedente negativo para la seguridad jurídica y que va en contra de las normas nacionales de transparencia citadas. Este hecho debería ser subsanado a la brevedad posible por la Unidad de Transparencia de la entidad.

En ese sentido, es necesario que las autoridades públicas encargadas de la administración de las diferentes instituciones del sector hidrocarburos sean las primeras en cumplir la norma estableciendo políticas que garanticen una administración eficiente y transparente de estos recursos naturales no renovables, facilitando el acceso a la información que permita un adecuado y oportuno control social sobre este recurso que es estratégico y de propiedad de todos los bolivianos.

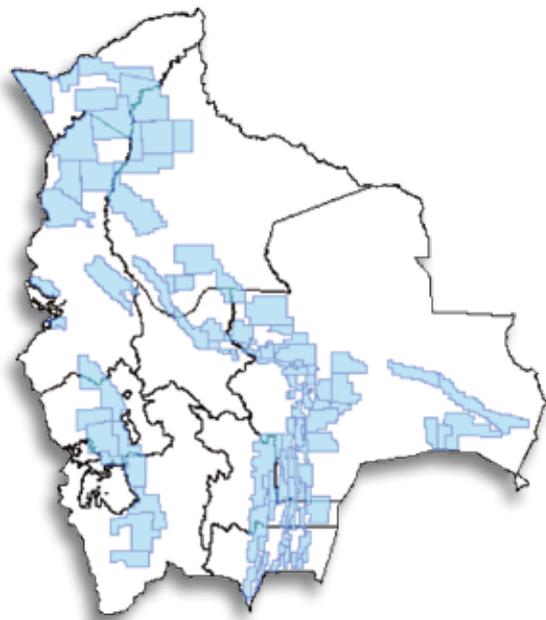
⁴ Corresponde a toda institución pública: Poder Ejecutivo y Poder Legislativo del Nivel Central; empresa pública que administre recursos del Estado a nivel central; Entidades Territoriales Autónomas y Órgano Judicial, Órgano Electoral, Tribunal Constitucional, Ministerio Público, Contraloría General del Estado, Procuraduría General del Estado, Defensoría del Pueblo y Universidades Públicas Autónomas.

2.2 EXPLORACIÓN

A partir de un marco normativo e institucional, la gestión del sector hidrocarburos debe considerar un enfoque integral; es decir, el desarrollo de todas las actividades de la cadena de forma simultánea mediante planes integrales. De esta manera, la actividad exploratoria debe estar orientada a reponer las reservas que se van explotando, pero también debe ser incentivada con la gestión de nuevos mercados que hagan viable la inversión de alto riesgo que requiere la actividad exploratoria.

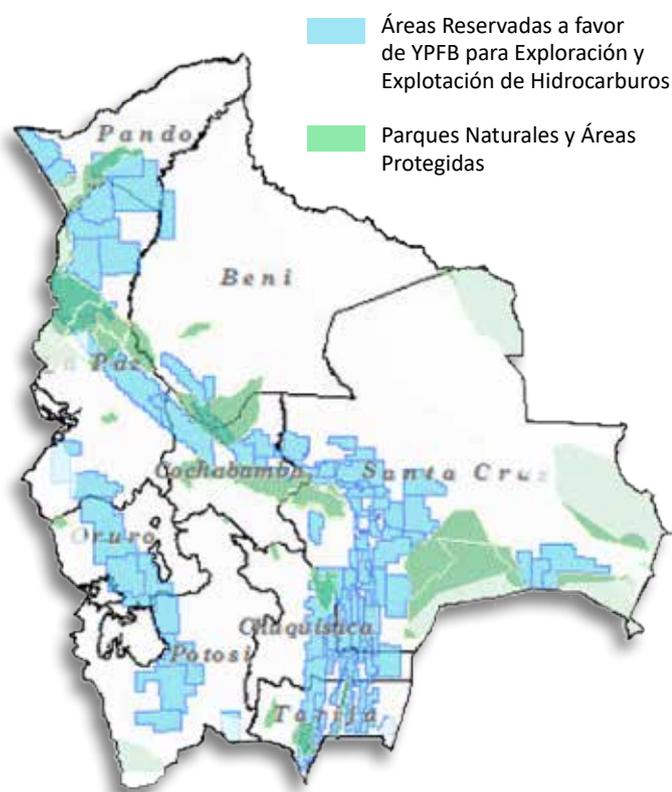
Estado de áreas reservadas para exploración y explotación

En el marco de lo establecido en el artículo 34 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, desde el año 2007, el Poder Ejecutivo ha reservado áreas para exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YPFB. Mediante diferentes decretos supremos se han entregado nuevas áreas a la empresa petrolera nacional⁵ sin que se hayan tenido resultados en alguna de estas que justifiquen la ampliación de zonas para exploración.



Actualmente, YPFB cuenta con 100 áreas reservadas para exploración y explotación de hidrocarburos (ver áreas celestes del mapa) distribuidas en todo el territorio nacional, en lo que puede entenderse como una apuesta del Gobierno por expandir la actividad hidrocarburífera a todas las regiones del país. En este sentido, esta política debería ser regulada, fiscalizada, controlada, adecuadamente planificada y articulada a otros sectores económicos, a fin de que la explotación de hidrocarburos pueda desarrollar otros sectores económicos y no generar mayor dependencia del sector hidrocarburífero.

⁵ Ver detalle en Reporte de las Industrias Extractivas, año 2016, Fundación Jubileo.



Con la expansión de la exploración de zonas tradicionales a zonas no tradicionales, surge el problema de la superposición de algunas de estas nuevas áreas para exploración con parques naturales, como se muestra en el mapa.

De las 100 áreas reservadas a favor de YPFB, alrededor de 14 están superpuestas a parques naturales y áreas protegidas, y una a un patrimonio cultural de la humanidad, como es Tiahuanacu. Esta situación ha motivado que en mayo del año 2015 el Poder Ejecutivo emita el Decreto Supremo Nº 2366 que autoriza actividades de exploración en dichas áreas protegidas; un mes después, los ministros de Hidrocarburos y de Medio Ambiente y Agua anunciaron la elaboración de una guía técnica conjunta que establecería claramente el tipo de tecnología que debería emplearse para minimizar el impacto ambiental, dado que se trata de zonas de alta sensibilidad⁶. Sin embargo, han transcurrido tres años desde la emisión del citado decreto y aún no se cuenta con la anunciada guía⁷, con los riesgos que ello supone para zonas de alta sensibilidad como la Amazonia, donde YPFB ya ha realizado actividades exploratorias mediante la empresa china BGP Bolivia, el mismo año 2015.

Lo cierto es que han transcurrido 10 años desde que se promulgó el primer decreto supremo que reservó áreas de

exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YPFB y, hasta la fecha, ninguna de las 100 áreas ha presentado resultados positivos, por lo que ninguna de éstas se ha traducido en un nuevo campo en producción.

Como suele acontecer en aniversarios departamentales, en abril de 2018, celebrando la efeméride de Tarija, principal departamento productor de hidrocarburos, el Presidente del Estado, Evo Morales, y el Ministro de Hidrocarburos, junto a representantes de empresas petroleras internacionales que operan en el país, realizaron seis importantes anuncios en materia de exploración y desarrollo del sector hidrocarburos:

- 1) Inicio de la producción del pozo Sábalo 6 ubicado en el área de San Alberto, operado por Petrobras Bolivia, donde también participan YPFB Andina y Total E&P.
- 2) Exploración y perforación en Boyui, al sur del área de contrato denominada Caipipendi, operada por Repsol Bolivia, con participación de Shell Bolivia y PAE.

En ambos casos, resulta una noticia positiva el hecho de que se apueste por el desarrollo tanto del Bloque San Antonio, donde se ubica el campo Sábalo, así como del Bloque Caipipendi, donde se ubican los campos Margarita, Huacaya y ahora también Boyui.

En el caso de San Antonio, la producción del pozo Sábalo 6 resulta pequeña (0,8 millones de metros cúbicos por día – MMmcd) en relación al total producido por ese campo (14 MMmcd), pero permite repuntar parcialmente la tendencia decreciente en de esta variable durante los últimos 2 años; en tanto que en el caso del bloque Caipipendi, la exploración y perforación de Boyui continúa generando expectativa considerando que se han alcanzado los 7.000 metros de profundidad y aún no hay resultados positivos en lo que parecía ser la principal apuesta del Gobierno, en los últimos 5 años, para reponer e incrementar las reservas hidrocarburíferas del país.

- 3) Inicio de la perforación del pozo Jaguar X6 en el marco del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos, suscrito para el área Huacareta, el año 2013, con la empresa Shell Bolivia.

La noticia de inicio de perforación del pozo Jaguar X6 resulta positiva dado que se constituye en una genuina actividad exploratoria que se traduce en hechos concretos, además es destacable que los ejecutivos de la empresa operadora establecieron, de forma clara, que solo en la culminación de la perforación se podrá confirmar o no la presencia de hidrocarburos y que de ser positivo el descubrimiento

6 iacomunidadpetrolera.com/2015/06/hidrocarburos-ypfb-y-medio-ambiente-trabajan-en-guia-tecnica-para-permitir-ingreso-a-areas-protegidas.html

7 www.paginasiete.bo/especial01/2017/1/26/empresas-exploran-areas-protegidas-guia-ambiental-124993.html



recién ingresará en etapa de explotación el año 2022, distanciándose de esta manera de la tentación en la que incurren algunas autoridades al especular con reservas o renta petrolera antes de haber encontrado hidrocarburos.

- 4) Suscripción de convenios de estudio con la empresa Vintage Bolivia para las áreas: Carandaiti, Sayurenda y Yuarenda.
- 5) Suscripción de convenios de estudio con la empresa Gazprom Bolivia (GP Bolivia) para las áreas: La Ceiba y Vitacúa.
- 6) Suscripción de convenio de estudio con la empresa Cancambria Energy para el área de Miraflores.

Los últimos dos anuncios corresponden a convenios de estudio, instrumento que se crea en el marco del Decreto Supremo Nº 459 de marzo de 2010 y la Resolución Ministerial Nº 262, emitida por el Ministerio de Hidrocarburos en junio del año 2011. Estos convenios de estudio están orientados a evaluar el potencial hidrocarburífero de un área, identificar los prospectos para ejecutar actividades de exploración en caso de que posteriormente se decida suscribir un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos.

Un convenio de estudio es distinto a un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos, el primero tiene por plazo un año y busca determinar el potencial hidrocarburífero del área e identificar prospectos geológicos del mismo; en tanto que los contratos tienen un plazo de entre 30 y 40 años y buscan el desarrollo de todas las actividades y operaciones petroleras relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos.

En este sentido, el cuarto y quinto anuncio son interesantes en la medida en que buscan estudiar el

potencial hidrocarburífero de cinco de las 100 áreas reservadas para exploración a favor de YPFB. No obstante, en el caso de La Ceiba, se trata de un área de exploración sobrepuesta al Parque Nacional y Área Natural de Manejo Integrado Aguara Güe, por lo que hubiese sido recomendable que antes de suscribir el convenio se debería haber redimensionado el área eliminando la parte sobrepuesta al parque.

Sobre el sexto anuncio, que consiste en la suscripción del Convenio de Estudio para el área de Miraflores con la empresa Cancambria Energy, para la determinación de potencialidad de hidrocarburos no convencionales en esa zona, si bien la firma de ese documento no implica la explotación inmediata del área, y por tanto tampoco el uso inmediato de la técnica del *fracking* (fractura hidráulica), resulta preocupante el giro de la política gubernamental sobre la explotación de los recursos naturales y el respeto a la madre tierra, ya que la exploración de hidrocarburos no convencionales, actualmente, no cuenta con una normativa específica que prevea las implicancias del uso de este tipo de técnicas, muy cuestionables sobre todo desde el punto de vista ambiental.

Contratos de exploración y explotación

Entre los importantes anuncios que se realizaron en octubre de 2006, cuando se firmaron los 44 contratos de operación para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia, también se anunció la suscripción de un convenio de estudio entre YPFB y las empresas Total E&P Bolívia (Francia) y Gazprom (Rusia) para el área Azero, tuvieron que transcurrir poco más de cuatro años para que el directorio de YPFB autorice el inicio de negociaciones para la suscripción de un contrato de exploración y explotación con ambas empresas para la mencionada área.



Posteriormente, el año 2012, el contrato acordado entre las tres empresas fue remitido a la Asamblea Legislativa Plurinacional, el mismo fue finalmente aprobado en septiembre de ese año y, posteriormente, protocolizado en junio de 2014. Esto muestra que el convenio de estudio para el área Azero tardó ocho años en convertirse en un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos autorizado, protocolizado y listo para iniciar operaciones, solo en la realización de trámites administrativos. A ello se debe sumar cuatro años que ya han transcurrido desde la protocolización del contrato y, al parecer, no se tiene identificado aún el lugar donde será perforado el primer pozo del área.

Por lo descrito anteriormente, resulta necesario para el desarrollo del sector hidrocarburos en el país que una nueva ley sectorial norme los procedimientos para la negociación, aprobación e inicio de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. La figura de los convenios de estudio establecida en el Decreto Supremo N° 459 y las resoluciones ministeriales 150-2010 y 262-211 ha demostrado que genera más demoras en el desarrollo de exploración que los beneficios que trae, por lo que debería ser eliminada. Asimismo, se debe dar mayor impulso a mecanismos más eficientes de búsqueda de empresas para el exploración y explotación, como las licitaciones públicas internacionales.

De acuerdo con los antecedentes descritos en el contrato de exploración y explotación para el área Huacareta, suscrito entre YPFB y BG Bolivia (actualmente Shell Bolivia), el año 2013, la adjudicación de esta área a la empresa fue resultado de una licitación internacional que habría lanzado YPFB el 2012, cuando se adjudicó la misma a BG Bolivia; el contrato fue aprobado por la Asamblea Legislativa Plurinacional el año 2013 y protocolizado el 2014, dando lugar al inicio de actividades exploratorias. En este caso, transcurridos 4 años de la protocolización, Shell Bolivia ya ha anunciado la perforación del primer pozo exploratorio que, de acuerdo con su Gerente General, en caso de ser exitoso podría entrar en producción el año 2022⁸.

De las 100 áreas reservadas a favor de YPFB para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, hasta diciembre de 2017, el Ministerio de Hidrocarburos informó que 18 ya cuentan con un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos aprobado por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

⁸ <https://www3.hidrocarburos.gob.bo/index.php/comunicaci%C3%B3n/prensa/4215-shell-anuncia-inicio-de-perforaci%C3%B3n-del-pozo-jaguar-x-6-a-mediados-del-pr%C3%B3ximo-mes.html>

Área Reservada	Partes del Contrato	Departamento	Participación Directa de YPFB
1 Azero	Exploración: Gazprom Exploración y Producción SL y Total E&P Bolívie. Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), Gazprom Exploración y Producción SL (22,5%) y Total E&P Bolívie (22,5%)	Chuquisaca y Santa Cruz	Exploración: 500.000 \$us/año Explotación: 1.000.000 \$us/año
2 Huacareta	Exploración: British Gas Bolivia (Actualmente Shell Bolivia) Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), BG Bolivia (45%)	Chuquisaca - Tarija	Exploración: 500.001 \$us/año Explotación: 1.000.001 \$us/año
3 Sanandita	Exploración: Eastern Petroleum & Gas S.A. Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (60%), Eastern Petroleum & Gas S.A. (40%)	Tarija	Porcentaje a ser definido en relación a costos de administración
4 Cedro	Exploración: Petrobras Bolivia Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), Petrobras Bolivia (45%)	Santa Cruz	Exploración: 500.100 \$us/año Explotación: 1.000.100 \$us/año
5 Isarsama		Cochabamba	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
6 San Miguel	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Cochabamba	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
7 El Dorado Oeste		Santa Cruz	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
8 Carohuaicho 8 D	Exploración y Explotación: YPFB Andina (100%)	Chuquisaca y Santa Cruz	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
9 Carohuaicho 8 A	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Santa Cruz	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
10 Carohuaicho 8 B	YPFB Andina (50%) y YPFB Chaco (50%)	Santa Cruz	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
11 Carohuaicho 8 C	YPFB Andina (50%) y YPFB Chaco (50%)	Santa Cruz	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
12 Oriental	Exploración y Explotación: YPFB Andina (100%)	Santa Cruz	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
13 Charagua	Exploración: YPF Argentina Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), YPF Argentina (45%)	Santa Cruz	Porcentaje a ser definido en relación a costos de administración
14 Itacaray		Chuquisaca	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
15 Aguaragüe Centro	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Tarija	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
16 San Telmo Norte	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (60%) y Petrobras Bolivia (40%)	Tarija	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
17 Astillero	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (60%) y Petrobras Bolivia (40%)	Tarija	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables
18 Iñiguazu	Exploración y Explotación: Repsol (15%), YPFB Andina (46,555%), YPFB Chaco (13,445%), Shell (15% y PAE (10%)	Tarija	Tipo Contrato de Operación, Anexo Tabla de Porcentajes variables

Fuente: Elaboración propia con base en los contratos aprobados por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

Las áreas de Azero y Huacareta resultan de gran importancia para el país, tanto por el potencial hidrocarburífero que podrían contener como por la urgencia que existe de contar con nuevas reservas. Si bien el avance en la exploración en el área Huacareta es mayor que en la de Azero, donde aún no se ha determinado siquiera la ubicación del primer pozo (a pesar de que ambos contratos fueron firmados y protocolizados en los mismos años), la producción, en caso de ser positiva, recién se iniciaría en tres años, aspecto que resulta preocupante en

un momento en que se está renegociando el contrato de exportación de gas natural que tiene suscrito el país con la vecina República de Brasil, y en el que Bolivia, además, tiene necesidad de gestionar nuevos mercados.

A inicios de abril de 2018, el Gobierno anunció que la Asamblea Legislativa Plurinacional había aprobado tres contratos de exploración y explotación de hidrocarburos para las áreas: Iñiguazu, San Telmo Norte y Astillero. En el

caso de Iñiguazu se encuentra en el municipio de Caraparí, en el departamento de Tarija, y prevé una inversión de aproximadamente 900 millones de dólares, con un potencial estimado de 1,2 TCF, que en caso de ser confirmados mediante la perforación de pozos sería un avance frente a la urgente necesidad del país de incrementar reservas.

Con relación a los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos para las áreas San Telmo Norte y Astillero (números 16 y 17 de la lista anterior), ambas ubicadas en el departamento de Tarija, y cuyos contratos continúan siendo cuestionados por importantes sectores de la población puesto que están sobrepuestos a la Reserva de Flora y Fauna de Tariquia. De acuerdo con datos de la Pastoral de Tierra, Ecología y Medio Ambiente, los bloques afectarían a 55% de la reserva y a pesar de que existe una alta polarización por parte de la población de este departamento sobre si se debe o no explorar en esta zona, el Gobierno tomó la decisión de llevar a cabo esas actividades, amparado en el artículo 298 de la Constitución Política del Estado que establece la política hidrocarburífera como competencia privativa del Nivel Central, sin considerar el ordenamiento territorial que puede tener cada departamento, municipio o pueblo indígena.

La consulta previa es un mecanismo importante, tanto para los gobiernos como responsables temporales del patrimonio nacional, las comunidades que habitan una zona determinada que viven de forma más próxima a las afectaciones e impactos, como para las empresas petroleras que invierten importantes sumas de dinero y requieren de estabilidad social para realizar sus actividades.

Lamentablemente, cuando los principales actores de la actividad hidrocarburífera en el país eran las empresas petroleras (antes de mayo de 2006) se aplicaba el artículo 115 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el cual establece la obligatoriedad de realizar la consulta "...previa a la licitación, autorización, contratación, convocatoria y aprobación de las medidas, obras o proyectos hidrocarburíferos, siendo condición necesaria para ello...". Sin embargo, ahora que el principal actor es el Estado, mediante su empresa petrolera YPF, el Poder Ejecutivo reserva áreas para exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YPF sin ningún tipo de consulta a las poblaciones aledañas sobre este tipo de actividad antes de realizar la reserva.

Certificación de reservas

La Ley N° 3740, de agosto de 2008, en su artículo 7, establece que YPF, mediante licitación pública internacional, deberá contratar empresas especializadas en la certificación de reservas de hidrocarburos para certificar el nivel efectivo de esas reservas en el país al 1° de enero de cada año, y cada gestión, hasta el 31 de marzo, deberá publicar el nivel de reservas certificadas.

Lamentablemente, desde 2010 en adelante, ha existido un incumplimiento sistemático a la ley por parte de las autoridades de YPF, a excepción del año 2014, cuando se certificaron las reservas hidrocarburíferas del país al 31 de diciembre de 2013, aunque los datos recién se dieron a conocer en julio de 2014. Desde entonces, han transcurrido cuatro años para que YPF realice una nueva certificación, otra vez fuera del plazo previsto en la norma.

En febrero de 2018, YPF anunció la adjudicación a la empresa Sproule Internacional Limited de la licitación para la certificación de reservas de hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2017, luego de dos licitaciones fallidas en el segundo semestre de 2017.

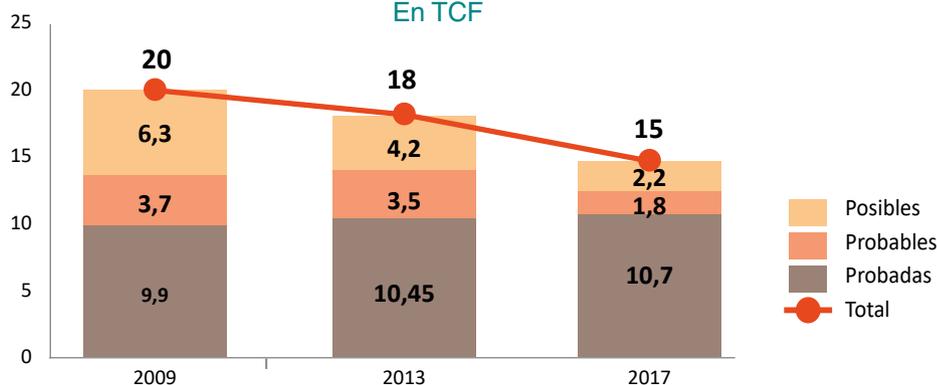
Los resultados de la nueva certificación habían sido anunciados para mayo; sin embargo, recién fueron difundidos el 29 de agosto de 2018.

Gas natural

De acuerdo con los datos proporcionados en conferencia de prensa por la empresa Sproule, el país cuenta con reservas probadas de gas natural de 10,7 Trillones de Pies Cúbicos (TCF), dato que muestra una reposición del consumo de los últimos cuatro años, más un incremento de 2% con relación a las reservas probadas certificadas el año 2013.

Considerando que en las condiciones actuales de comercialización el país consume, en promedio, 0,8 TCF de gas natural por año, entre lo que destina al mercado interno y al mercado de exportación, las reservas probadas certificadas permiten un horizonte de 13,4 años.

GRÁFICO N° 5
Certificación de Reservas de Gas Natural
 En TCF



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de YPF y conferencia de prensa 29/08/2018

Por otra parte, la empresa Sproule, acompañada de ejecutivos de YPF, informó que existen 12,5 TCF de gas natural de reservas 2P (Probadas P1 + Probables P2), esto significa que las reservas probables (P2) son de 1,8 TCF, cifra menor en 49% a los 3,5 TCF de reservas probables certificadas el año 2013.

En relación con las reservas certificadas 3P (Probadas P1 + Probables P2 + Posibles P3), éstas suman 14,7 TCF, siendo que las reservas posibles certificadas (P3), de forma particular, alcanzan a 2,2 TCF; esto implica que bajó en 47% en comparación con los 4,2 TCF certificados el año 2013.

De forma general, se observa que el total de reservas certificadas de gas natural (3P) alcanzan a 14,7 TCF; es decir, 19% menos que la certificación del año 2013, cuando alcanzó a 18 TCF. Esto se debe a la disminución en las reservas probables y posibles que resulta un reflejo de la escasa actividad exploratoria de los últimos años.

Hidrocarburos líquidos

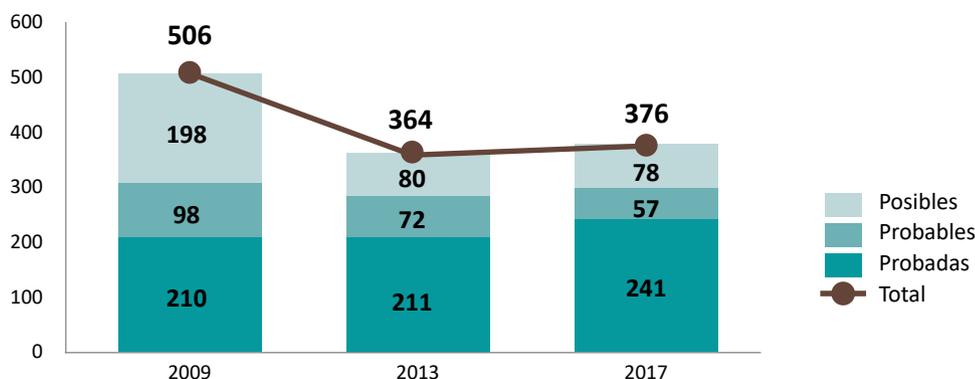
Respecto a hidrocarburos líquidos, la información oficial señala que las reservas probadas (P1) certificadas al 31 de diciembre de 2017 alcanzan a 241 millones de barriles de petróleo, con un incremento de 14% en comparación con las certificadas el año 2013.

En cambio, las reservas probables (P2) de hidrocarburos líquidos alcanzan a 57 millones de barriles de petróleo; por tanto, redujo en 21% con relación a los 72 millones de barriles certificados hace cuatro años.

En cuanto a las reservas posibles (P3), alcanzan a 78 millones de barriles de petróleo, 2% menos en comparación con las certificadas el año 2013.

En suma, el total de reservas certificadas de hidrocarburos líquidos 3P (P1+P2+P3) alcanza a 376,1 millones de barriles de petróleo.

GRÁFICO N° 6
Certificación de Reservas Hidrocarburos Líquidos
 Millones de barriles



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de YPF y conferencia de prensa 29/08/2018

Si bien se han presentado los datos resumidos de la certificación de reservas, YPFB debe hacer público el informe completo de la certificación, a fin de que los departamentos productores, y el país en su conjunto, conozcan el detalle de las reservas por departamento y por campo hidrocarburífero, para acceder a información oportuna y necesaria sobre la gestión de un recurso que es de todos los bolivianos.

La disminución en las reservas probables y posibles es reflejo de la insuficiente actividad exploratoria de los últimos años, a pesar de que el Gobierno ha emitido seis decretos supremos entre los años 2007–2017 adjudicando nuevas áreas de exploración y explotación de hidrocarburos a favor de la empresa petrolera estatal YPFB.

Esta situación muestra que no es suficiente emitir decretos supremos que reserven áreas a favor de YPFB, puesto que existen otras limitaciones de mayor

relevancia que desincentivan la inversión y el desarrollo del sector hidrocarburos en el país, entre éstas figuran:

- Falta de una nueva ley sectorial acorde con la Constitución Política del Estado aprobada el año 2009.
- El principal contrato de exportación de gas natural que tiene firmado el país termina el año 2019 y no se han gestionado nuevos mercados. Las condiciones de una eventual renegociación del contrato de exportación de gas natural a Brasil continúan siendo muy inciertas.
- Se ha debilitado significativamente el marco institucional del sector en el país.
- El régimen fiscal es “ciego”, puesto que no distingue entre proyectos nuevos o antiguos, no diferencia entre campos gasíferos y petrolíferos, ni guarda relación con precios y producción.

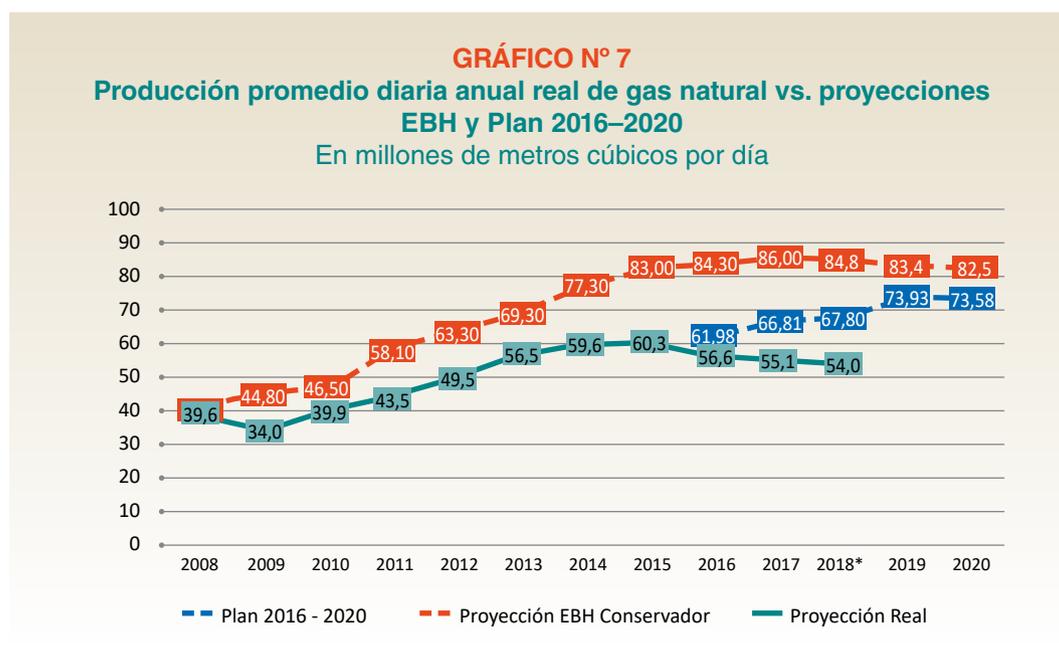


2.3 EXPLOTACIÓN

Anuncios vs. realidad

En septiembre del año 2008, el entonces Ministerio de Hidrocarburos y Energía presentó la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH), un documento que consideraba proyecciones de desarrollo del sector hasta el año 2026 y que ha sido ampliamente analizado en el documento ¿Qué pasó con la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos?, publicado por Fundación Jubileo, el año 2017⁹.

Como se observa en el gráfico, desde el año 2011, la diferencia entre la proyección conservadora de producción de gas natural (línea roja) prevista en la EBH se ha ido distanciando cada vez más de la producción real registrada (línea verde), posiblemente esa fue una de las causas que motivaron al Ministerio de Hidrocarburos a emitir, el año 2015, el Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016–2020, el cual plantea 209 resultados de diferentes metas y pilares; siendo que el resultado 199 proyecta alcanzar una producción promedio diaria de gas natural de 73 MMmcd para el año 2020, estableciendo una proyección anual de metas¹⁰ de producción (línea celeste) para cumplir con dicho objetivo.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos y Reportes de Producción del Ministerio de Hidrocarburos.

* Datos a mayo 2018.

9 <http://www.jubileobolivia.org.bo/publicaciones/revistas-especializadas/item/472-que-paso-con-la-estrategia-boliviana-de-hidrocarburos.html>

10 Ministerio de Hidrocarburos, Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016 – 2020, Pg 51 – 52, La Paz, 2015.

Como se observa en el gráfico, si bien el Plan 2016–2020 intentaría corregir la brecha creciente entre la producción real y la de producción de gas natural esperada en la EBH, realizando para ello una nueva proyección más conservadora aún, la producción nacional de hidrocarburos mantiene un comportamiento decreciente y la brecha entre lo real y lo proyectado se va acrecentando con el tiempo. Como se aprecia, según el Plan 2016–2020, el año 2018, el país debería estar produciendo 67,8 MMmcd; pero, en la realidad, solo llega a 54 MMmcd; es decir, existe un déficit de 13,8 MMmcd en relación con lo proyectado.

Estos resultados muestran que, por una parte, existe una considerable demora en el inicio de operaciones de proyectos exploratorios y, por otra, que no se están considerando las proyecciones realizadas hace 10 años, cuando se elaboró la EBH, sino que incluso, tomando en cuenta solo el Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016–2020, elaborado hace tan solo dos años, existe una brecha considerable entre lo proyectado y la producción promedio real.

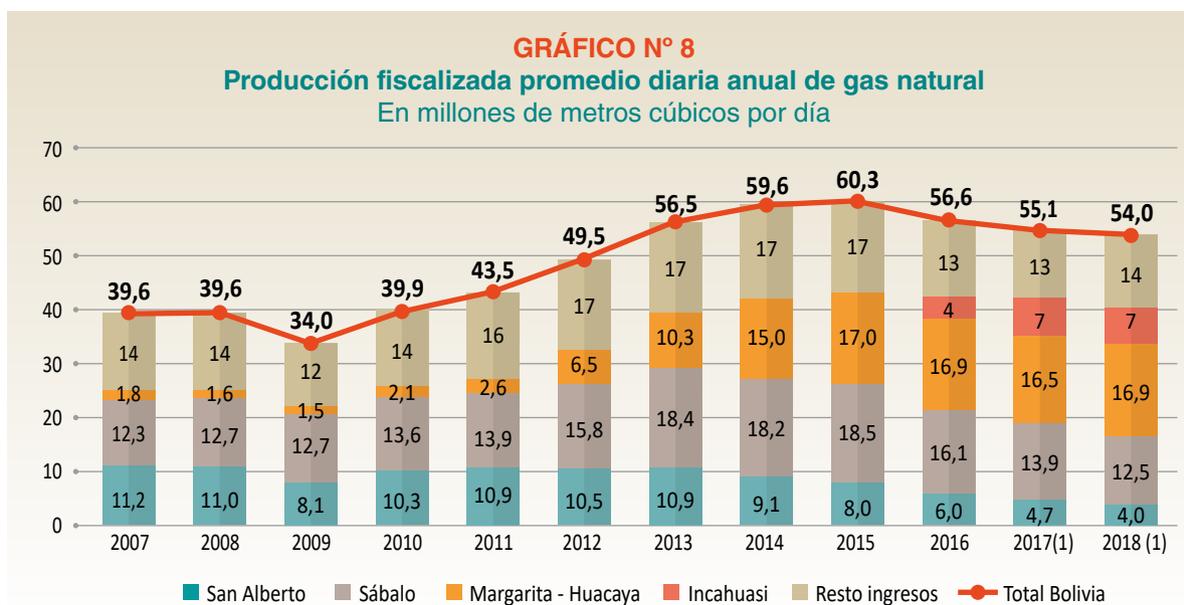
Comportamiento de la producción

Un primer aspecto a considerar es que aproximadamente 83% de los hidrocarburos producidos en Bolivia corresponde a gas natural, lo que muestra su relevancia,

tanto para las exportaciones como para los ingresos fiscales, ya que hidrocarburos es el sector económico que mayor contribución realiza al erario público.

En el periodo 2010–2015, la producción promedio diaria de gas natural se incrementó en 50%, esto fue producto de una explotación más rápida de las reservas ya descubiertas, fundamentalmente en los tres megacampos del país (San Alberto, Sábalo y Margarita), coincidiendo con el superciclo de precios internacionales del petróleo que impulsó el crecimiento del precio de exportación de gas natural boliviano. Si bien la monetización de reservas en el periodo de precios altos pudo ser una interesante decisión, por coherencia de política energética nacional debió estar acompañada de políticas de exploración que permitan reponer las reservas que se iban consumiendo, a fin de garantizar la sostenibilidad de la producción de gas natural en el largo plazo.

Debido a que las autoridades del sector hidrocarburos optaron por privilegiar el corto plazo monetizando las reservas de gas natural descubiertas, sin desarrollar políticas de exploración que permitan su reposición; como se observa en el siguiente gráfico, desde el año 2016 existe una disminución de la producción de este energético, comportamiento que se convierte en tendencia durante el año 2017 y los primeros meses de 2018.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANH, Ministerio de Hidrocarburos y Secretarías Departamentales de Hidrocarburos de Tarija y Santa Cruz.

(1) Corresponde a datos de enero a mayo 2018. El volumen total corresponde a datos del Ministerio de Hidrocarburos y la producción por campo corresponde a Secretarías Departamentales de Hidrocarburos de Tarija y Santa Cruz.

Como se aprecia en el gráfico anterior, la producción de los megacampos Sábalo y Margarita fue la que aportó mayormente al incremento a nivel nacional, para ello se construyeron y ampliaron plantas de procesamiento en los citados campos. Por otra parte, el campo San Alberto ha ingresado en etapa de declinación desde mediados del año 2014, por lo que la producción ha ido bajando de forma constante desde un promedio de 10 MMmcd, en 2013, a 3,8 MMmcd, en 2018, y el único campo nuevo en producción es Incahuasi, que inició operaciones en agosto de 2016 y viene compensando la disminución de San Alberto.

Por otra parte, en el caso boliviano, la producción de hidrocarburos líquidos está mayormente asociada

a la de gas natural; por ello, ante una disminución en la producción de gas natural también baja la de hidrocarburos líquidos.

En el Gráfico N° 9 se observa que la producción nacional de hidrocarburos líquidos ha disminuido el año 2016 en 7% con relación a 2015, el año 2017 nuevamente se registró una caída en la producción de 5% con relación a 2016, y en los primeros meses del año 2018 el comportamiento de la producción de hidrocarburos líquidos muestra un valor incluso menor en lo que, aparentemente, ya se habría convertido en una tendencia.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANH, Ministerio de Hidrocarburos Secretarías Departamentales de Hidrocarburos de Tarija y Santa Cruz.

Corresponde a datos de enero a mayo 2018. El volumen total corresponde a datos del Ministerio de Hidrocarburos y la producción por campo corresponde a Secretarías Departamentales de Hidrocarburos de Tarija y Santa Cruz.

En contraste con los gráficos anteriores de producción de gas natural e hidrocarburos líquidos que presentan una tendencia decreciente desde el año 2016, la siguiente gráfica muestra más bien una tendencia creciente en el monto que es descontado del IDH para financiar el fondo de incentivos, siendo que desde agosto de 2016 a diciembre de 2017 el mismo alcanza a 2.439 millones de dólares.

Esta situación muestra que las Entidades Autónomas Territoriales, universidades públicas, Tesoro General de la Nación y beneficiarios del IDH dejaron de percibir 2.439 millones de dólares en un periodo de 17 meses, monto que debió ser destinado a salud, educación, caminos y desarrollo productivo, como lo establecía el artículo

57 de la Ley N° 3058 que creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

Resulta contradictorio que se haya retenido esta importante suma a los beneficiarios para incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos y, a la par, la producción esté disminuyendo.

Asimismo, en sintonía con los retrocesos en transparencia y acceso a la información del sector hidrocarburos, no se ha publicado cuánto interés ha generado este fondo, tampoco el monto que ha sido entregado a las empresas petroleras y si se ha cumplido la promesa de un retorno de 4 a 8 dólares de renta petrolera por cada dólar invertido¹¹.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Rendición Pública de Cuentas del Ministerio de Hidrocarburos: Final 2017 e inicial enero 2018.

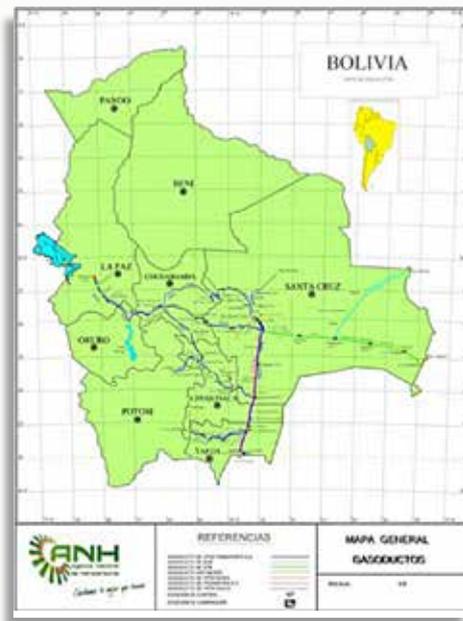
11 <http://hoybolivia.com/Noticia.php?IdNoticia=166325>

2.4. TRANSPORTE

Los hidrocarburos producidos en los campos deben ser transportados hasta las refinerías, plantas petroquímicas o mercados de consumo. Bolivia cuenta con un sistema de ductos¹² como su principal medio de transporte para los hidrocarburos producidos.

En Bolivia, la actividad del transporte está a cargo de YPFB desde el año 2006, la cual es realizada mediante sus subsidiarias: YPFB Transporte (nacionalizada el 2006), Gas Transboliviano (nacionalizada el 2008) y YPFB Transierra (nacionalizada el 2014). Esta multiplicidad de actores dificulta una mejor gestión de la actividad del transporte de hidrocarburos, porque demanda tiempo articular las planificaciones y presupuestos de cada una e implica una mayor burocracia de la necesaria; por ello, entre los desafíos para una nueva ley de hidrocarburos se encuentra unificar las empresas de transporte de hidrocarburos.

La mayoría de los ductos en Bolivia fueron construidos en el periodo 1970–1999; en los últimos años se realizaron mantenimientos y algunas ampliaciones, siendo las más importantes las del gasoducto al Altiplano y el gasoducto Villamontes–Tarija. Si se consideran nuevos gasoductos, posiblemente los dos proyectos más importantes desarrollados en los últimos 10 años fueron el gasoducto Carrasco–Cochabamba, puesto en operación el año 2012, y el gasoducto de Integración Juana Azurduy, que conecta el departamento de Tarija con la provincia argentina de Salta, inaugurado el año 2011.



No obstante, el consumo de gas natural en el mercado interno ha crecido considerablemente en los últimos cinco años y aún existe una potencial demanda que no ha sido satisfecha en parte por falta de producción, pero también porque la capacidad del sistema de transporte no ha sido ampliada, ejemplo de ello ha sido el proyecto de hierro del Mutún, que demandaba cerca de 2,5 MMmcd, o proyectos mineros en el sur de Potosí que requieren gas natural.

En fecha 8 de agosto de 2017, la Gerencia de Redes de Gas y Ductos de YPFB, en Chuquisaca, remitió una nota a varias empresas industriales de Sucre, en la cual mencionaba que éstas habían estado registrando un consumo mayor de gas natural al contratado y se les recomendaba: *“dado que su consumo es mayor que el consumo indicado en su contrato, tomando en cuenta que la capacidad de nuestra Red está al límite, usted deberá reducir su consumo a lo señalado en el contrato vigente”*. Este comunicado muestra que el sector hidrocarburos no está siendo planificado de manera articulada

¹² Un ducto es una tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea de manera subterránea o superficial.



a los planes nacionales y departamentales de desarrollo económico; de lo contrario, el suministro para la industria no debería ser un problema (tanto desde la perspectiva de producción como de transporte).

En el caso de Chuquisaca, los planes de ampliación de la planta de la Fábrica Nacional de Cemento S. A. (FANCESA), principal industria del departamento, así como el proyecto de la Fábrica de Vidrio que se construyó en el municipio de Zudañez de ese departamento (a 100 Km de Sucre) requieren de gas natural para un funcionamiento más eficiente.

Un claro ejemplo de la situación de la actividad de transporte de hidrocarburos es que el año 2015 se anunció la construcción del gasoducto Incahuasi–Cochabamba, planificando su entrega para el segundo semestre del año 2017¹³.

Sin embargo, por retrasos en el proceso de licitación como en los procesos administrativos, no se inició la construcción del mencionado gasoducto y, durante el año 2017, el Ministerio de Hidrocarburos reportó la emisión de la Resolución Ministerial 028-17, de marzo de ese año, que declara este proyecto de interés nacional.

En este sentido, resulta fundamental el diseño de una nueva estrategia para el sector hidrocarburos, que considere políticas y planes articulados de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización. En lo particular, el crecimiento del consumo de gas natural en el mercado interno demanda una ampliación y construcción de nuevos ductos, lo propio ocurre si se considera la necesidad de gestión de nuevos mercados; se debe desarrollar infraestructura de transporte a occidente que marque el inicio de estas políticas.

13 <https://www.paginasiete.bo/economia/2015/5/15/ypfb-transporte-impulsa-gasoducto-troncal-para-pais-56713.html>

2.5 REFINACIÓN

Una vez que se han puesto en producción los pozos, los fluidos que salen de los mismos deben ser tratados para obtener petróleo, gas, agua y sedimentos. En el caso del petróleo, los líquidos obtenidos deben ser enviados a una refinería para obtener productos útiles, tales como Gas Licuado de Petróleo (GLP), gasolina, kerosén, diésel oil, fuel oil, aceites y grasas, entre otros.

Actualmente, en Bolivia, el proceso de refinación es realizado en tres complejos: Guillermo Elder Bell, Gualberto Villarroel y Oro Negro, los dos primeros constituyen los complejos más importantes del país y –a partir del Decreto Supremo N° 29128, el 11 de mayo de 2007, en el que se adquiere el 100% del paquete accionario a favor de YPFB- se incorporan como parte de YPFB Corporación.

Por su parte, la refinería Oro Negro arrancó sus operaciones el año 2002, apoyando la producción de diésel oil y, posteriormente, a finales de 2005 completó su proyecto de expansión, con lo que incrementó su capacidad de producción, tanto en volumen (3.250 Barriles de Petróleo por Día – BPD) como en productos, teniendo actualmente producción de diésel, gasolina especial y GLP, como productos terminados, y gasolina blanca y crudo reconstituido, como productos intermedios¹⁴.

Características técnicas de las refinerías

Concepto/Refinerías	Guillermo Elder Bell 1979 inicio de operaciones	Gualberto Villarroel 1948 inicio de operaciones	Oro Negro 2002 inicio de operaciones
Capacidad de proceso a 2017	24.000 BPD	40.200 BPD	3.250 BPD
Producción promedio			
Gasolina especial (m3/mes)	50.000	71.000	5.400
Diésel oil (m3/mes)	32.900	44.800	6.500
Gasolina premium (m3/mes)	450	650	-
Gasolina Súper 91 (m3/mes)	2.300	1.000	-
Kerosene (m3/mes)	50	1.500	-
Jet fuel (m3/mes)	10.000	9.000	-
GLP en TMD	180	249	12
Crudo reconstituido (m3/mes)	14.000	36.000	1.500

Fuente: Elaboración con base en fichas técnicas publicadas por la ANH y Memoria 2016 YPFB Refinación S. A.

Las refinerías Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel tienen una capacidad de refinación de más de 64.000 BPD, lo que significa 95% de la refinación del país, a ello se suma la refinería Oro Negro con 3.250 BPD.

Las ampliaciones y complementaciones en las refinerías, en los últimos años, permitieron incrementar los volúmenes procesados, así como los combustibles producidos; uno de los proyectos destacados, el 2015, fue en la refinería Guillermo Elder Bell, con la instalación de una nueva Unidad de Isomerización de Gasolina Especial que transforma la nafta liviana (Light Straight Run Naphta - LSR), corte intermedio, en isomerado de alto octanaje (RONC 87), para incorporarla en la formulación de gasolina especial y, consecuentemente, generar volúmenes incrementales de este producto en beneficio del país. La inversión fue de 110 millones de dólares y la producción de gasolina especial se incrementó en 12,50 millones de litros/mes¹⁵. De esta

¹⁴ <http://www.oronegro.net/quienes-somos/la-empresa/>

¹⁵ Extraído de la Memoria Anual de YPFB Refinación 2016.

manera, la producción de gasolina nacional se incrementó desde 2011, registrando el mayor aumento el 2016, cuando la producción subió en 28% respecto al año anterior.

El 2017, la producción promedio por día de gasolina fue de 1.253 metros cúbicos, de los cuales la refinería Gualberto Villarroel aportó con alrededor de 55%, la refinería Guillermo Elder Bell con 42% y el restante 3% fue aportado por la empresa Oro Negro. En cuanto al total producido en el año, se registró una disminución de 2% con relación a 2016. Para la gestión 2018, el periodo enero a mayo registra una producción promedio día de 1.190 metros cúbicos que corresponde a una disminución aproximada de 5% con relación a 2017.



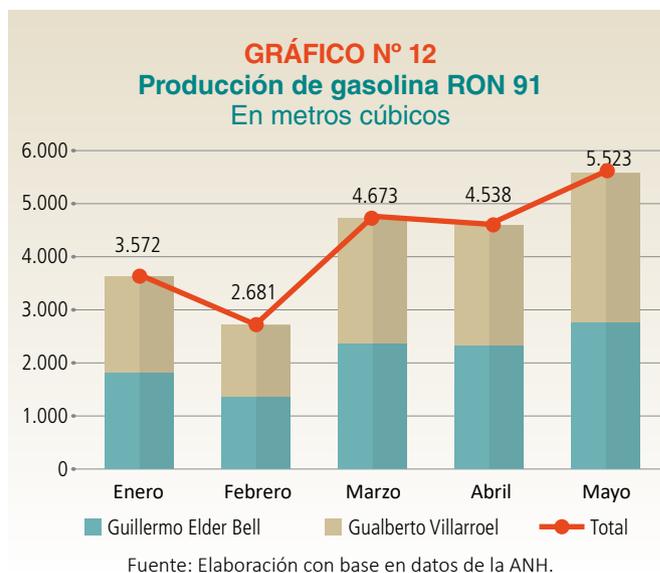
Fuente: Elaboración con base en datos de la ANH.

Adicionalmente a la producción de la gasolina especial en volúmenes no significativos, aún se produce la gasolina premium y a partir de noviembre 2017 la gasolina especial de 91 octanos¹⁶, denominada RON¹⁷ 91, ambas gasolinas sólo son producidas en la refinería Guillermo Elder Bell y, en el caso de gasolina premium, su producción promedio anual se encuentra por 3.700 metros cúbicos.

En el caso de la gasolina RON 91, durante el 2017, solo se registra producción en noviembre por un aproximado de 1.400 metros cúbicos en total, y para la gestión 2018, según se ilustra en el gráfico, inicia la producción regular de este producto, alcanzando en mayo su mayor producción con más de 5.000 metros cúbicos.

16 El octanaje es la escala que permite calificar el poder antidetonante de los carburantes, cuando éstos son comprimidos en el cilindro que forma parte de un motor y considera una determinada combinación de hidrocarburos, como base para poder realizar la comparación correspondiente.

17 RON: Research Octane Number (Número de Octano de Investigación). Indicador aproximado que representa el comportamiento del motor en condiciones de ciudad; es decir, con cambios constantes de aceleración.



Fuente: Elaboración con base en datos de la ANH.

Si bien la introducción de la nueva gasolina RON 91 en el mercado interno significó un interesante intento por proveer al consumidor de diferentes opciones de gasolina, en agosto de 2018, a menos de un año de su ingreso al mercado, se eliminó este tipo de gasolina para ser sustituida por etanol, que será producido a partir de 2018 en Bolivia, decisiones que reflejan inestabilidad y baja credibilidad¹⁸.

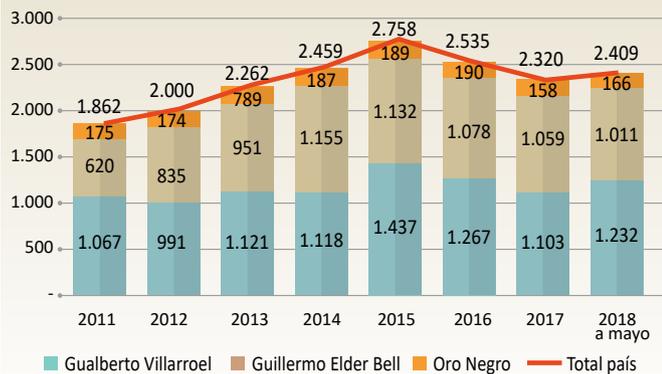
Además de la gasolina especial, el diésel oil constituye el segundo combustible más importante en la producción boliviana; el mismo, durante el periodo 2011 a 2017, tuvo una producción promedio anual de aproximadamente 845.000 metros cúbicos. En la gestión 2017, la producción promedio diaria de diésel oil fue de aproximadamente 2.320 metros cúbicos por día, de los cuales 50% provino de la refinería Gualberto Villarroel, 42% de la refinería Guillermo Elder Bell y el restante 8% de la refinería Oro Negro.

Las inversiones en las diferentes gestiones en ambas refinerías lograron aumentar la capacidad de carga de crudo y la capacidad de procesamiento, lo cual permitió un incremento sostenido de la producción de diésel oil en el periodo 2011 a 2015; sin embargo, a partir de ese último año se registró una disminución en la producción de 8% anual hasta el 2017, hecho posiblemente explicado por la disminución en la producción de los campos bolivianos. Asimismo, Bolivia es un país deficitario en producción de diésel oil, ya que sólo 45% de este combustible es producido por las refinerías; el resto es importado, esto pese a los esfuerzos de las refinerías del país por extraer del petróleo liviano y extraliviano la mayor cantidad de combustibles pesados, como el diésel¹⁹.

18 <http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20180811/forma-intempestiva-se-anuncia-cambio-del-ron-91-bioetanol-91>

19 <http://www.paginasiete.bo/economia/2017/8/31/produccion-51-petroleo-58->

GRÁFICO N° 13
Producción promedio diaria de diésel oil
En metros cúbicos día



Fuente: Elaboración con base en datos de la ANH.

Esta situación podría mejorar con la calidad de petróleo que se descubra a futuro en nuevos reservorios; en tanto eso ocurra, el Presupuesto del Estado deberá seguir consignado una cuenta para el pago del diferencial entre el precio internacional de diésel importado y el precio de comercialización de este producto dentro del país, que para el año 2017 fue de 1.528 millones de bolivianos²⁰.

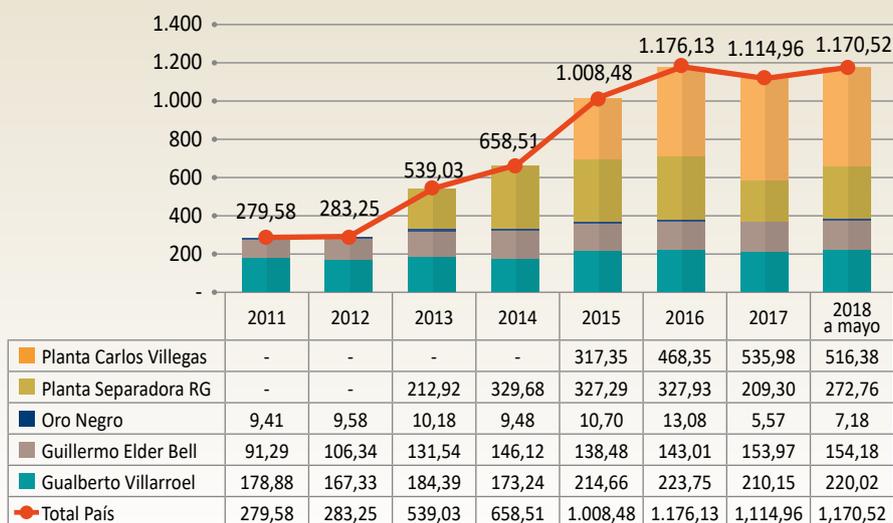
Para la gestión 2018, la producción promedio diaria de enero a mayo registró un incremento de 4% con relación a la producción promedio diaria de la gestión pasada (ver Gráfico N° 13).

En las refinerías también se producen importantes volúmenes de Gas Licuado de Petróleo (GLP). El 2011 y 2012, el promedio diario fue de 281 TMD producidas entre las tres refinerías; posteriormente, con el ingreso de operaciones de la Planta de Separación de Líquidos de Río Grande, la producción promedio diaria llegó a más de 650 TMD para el año 2014 y, luego, con la implementación de la Planta de Separación de Líquidos del Gran Chaco –denominada Carlos Villegas- la producción promedio por día se incrementó a más de 1.000 TMD. De esta manera, el incremento sustancial en la producción de GLP ha permitido garantizar el abastecimiento del mercado interno boliviano.

Sin embargo, pese a que los proyectos de Plantas de Separación fueron relevantes en mejorar la producción, han sido cuestionados debido a que las plantas no estarían operando al 100% de su capacidad instalada, debido a un mal diseño del proyecto, falta de mercados y producción de gas, principalmente²¹. Actualmente, ambas plantas de separación son gestionadas por YPFB Casa Matriz y se evalúa la posibilidad de que sean administradas por YPFB Refinación S. A.²²

Durante la gestión 2018, de enero a mayo, la producción promedio diaria fue de 1.170 toneladas métricas, lo que significa, aproximadamente, 5% más que la producción promedio registrada el año 2017.

GRÁFICO N° 14
Producción promedio diaria de Gas Licuado de Petróleo
En toneladas métricas día



Fuente: Elaboración con base en datos de ANH.

hasta-mayo-150330.html
20 http://www.la-razon.com/economia/PGE-2018-subservencion-hidrocarburos-sube-79-millones-Bolivia-Economia_0_2828117193.html

21 <http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20171009/rio-grande-funciona-83-su-capacidad>.
<http://www.paginasiete.bo/economia/2017/8/16/gran-chaco-produjo-334307-glp-capacidad-148507.html>
22 <https://www.paginasiete.bo/economia/2017/8/1/evaluan-refinacion-haga-cargo-separadoras-146724.html>

2.6 COMERCIALIZACIÓN

De acuerdo con el artículo 361 de la Constitución Política del Estado Plurinacional, YPFB es la única empresa facultada para realizar la comercialización de hidrocarburos en todo el país; por tanto, todas las empresas petroleras privadas que operan campos hidrocarburíferos en Bolivia, y que cuentan con un contrato de servicios, entregan diariamente su producción a YPFB y ésta, en representación del Estado boliviano, define los volúmenes, precios y condiciones de venta de dichos hidrocarburos, tanto para el mercado interno como para los compromisos de exportación asumidos por el país.

Mercado externo

Con relación a la exportación del de gas natural boliviano, durante el 2017, aproximadamente 76% del gas producido fue destinado hacia los mercados brasilero y argentino, con los cuales el país mantiene contratos de compra-venta de este energético.

En el caso de Brasil, se cuenta con un contrato de suministro en firme suscrito el año 1996, entre YPFB y Petróleo Brasileiro S. A., denominado Gas Supply Agreement (GSA), con una duración de 20 años (1999 a 2019). Como ilustra el gráfico, las negociaciones se iniciaron el año 1974, hasta que finalmente se suscribió el contrato en 1996, cuando YPFB garantizó el envío de gas natural de 16 MMmcd; luego de dos adendas se llegó a establecer el máximo volumen contractual de 30,08 MMmcd más el gas combustible, que constituye el máximo volumen de venta en vigencia. Asimismo, por parte del comprador, se establece una cláusula en la que se le obliga adquirir aproximadamente 24 MMmcd del gas contratado (80%), independientemente de que éste sea consumido por el mismo; posteriormente, el comprador tendrá el derecho a utilizar el gas pagado y no tomado²³, durante un periodo definido en contrato en el Punto de Entrega, pactado contractualmente; para ello, YPFB está obligado a cubrir esa entrega con gas propio o con gas proveniente de terceros (en caso de no contar con dicho gas), asumiendo el costo del transporte adicional que se requiera²⁴.



²³ A este concepto se denomina Energía Pagada No Retirada.

²⁴ A este segundo mecanismo se denomina Reposición de la Energía Pagada No Retirada.

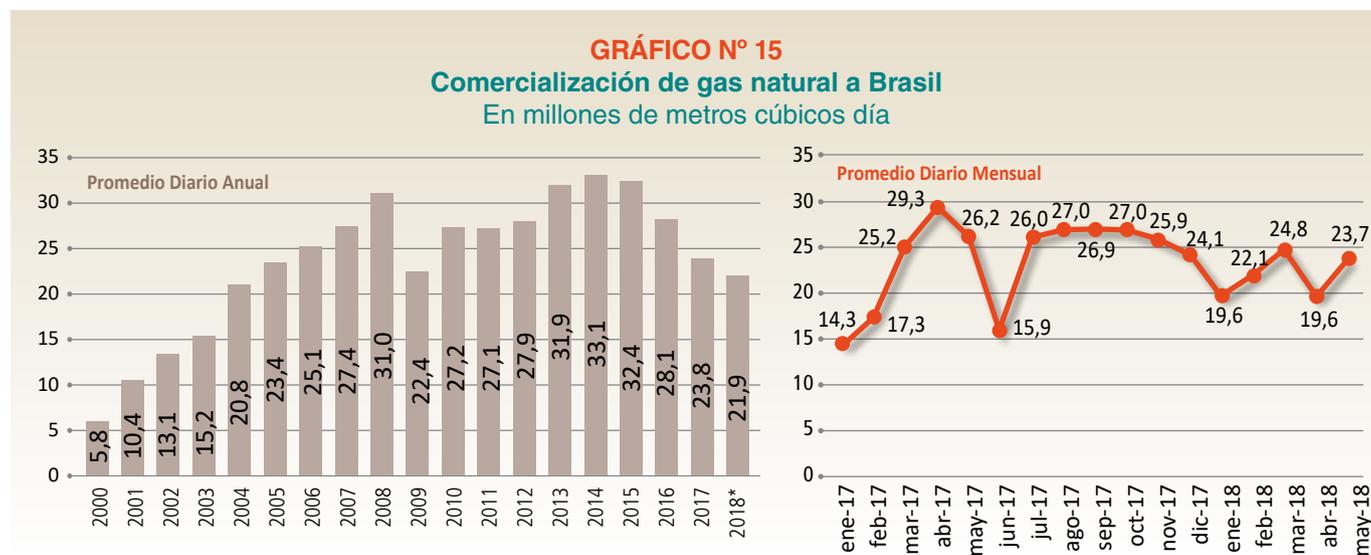


Durante la gestión 2017, el volumen comercializado promedio fue de 23,8 MMmcd, 15,5% menor al registrado el año 2016, 26,8% menor con relación a 2015 y 28,1% menos al volumen comercializado el 2014; por tanto, se evidencia que a partir de 2015 los volúmenes de gas natural enviados a Brasil han sufrido una acentuada disminución ya que a partir de ese año disminuyen en una proporción de 1,9% y el 2016 de 13,4%.

Así, durante la gestión 2017, los volúmenes promedio del mes enviados a Brasil oscilaron entre 14,3 MMmcd, en enero, y 29,3 MMmcd, en abril; los menores promedios de envío se registraron en el primer trimestre y esta disminución de la demanda de gas se atribuye a un mayor suministro de energía en ese país de sus fuentes hidroeléctricas, por

la época de lluvia, y a un menor crecimiento económico de Brasil desde 2015. De la misma forma, durante 2017, en junio disminuyó la cantidad promedio enviada a 15,9 MMmcd, lo cual llamó la atención ya que, en general, los mayores volúmenes de envío de gas al vecino país se suceden en los meses de mayo a julio, época seca en Brasil; en esta ocasión no se tuvo ninguna explicación al respecto²⁵.

Durante el periodo enero a mayo de 2018 se registró un promedio diario anual comercializado al mercado brasilero de 21,9 MMmcd, que corresponde a una disminución de aproximadamente 7,9% con relación a 2017; en cuanto a los promedios mensuales enviados al vecino país, durante marzo de 2018 se registró la mayor cantidad, con 24,8 MMmcd.



Fuente: Elaboración con base en datos de YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y CODEPHI.

²⁵ <https://www.paginasiete.bo/economia/2017/6/17/envios-brasil-bajan-hasta-1604-mmmcd-mayo-141414.html>
<https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/bolivia-recupera-nivel-de-ventas-de-gas-brasil-y-argentina-en-primer-trimestre>
<http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20170609/cae-envio-gas-brasil-debajo-del-minimo>

Dado que el contrato con el mercado brasilero concluye el año 2019, las negociaciones fueron encaradas a partir de 2015 y luego de muchas especulaciones sobre las condiciones que tendría este nuevo contrato, en diciembre de 2017, el Ministerio de Hidrocarburos manifestó que Petrobras había decidido renegociar el nuevo contrato con Bolivia sobre la base de 15 a 20 MMmcd, que correspondería a la mitad del volumen que actualmente tiene suscrito Bolivia con el vecino²⁶. Asimismo, en agosto se informó que el 2018 se consolidarían ventas de gas natural con los estados de Mato Grosso y Mato Grosso del Sur²⁷.

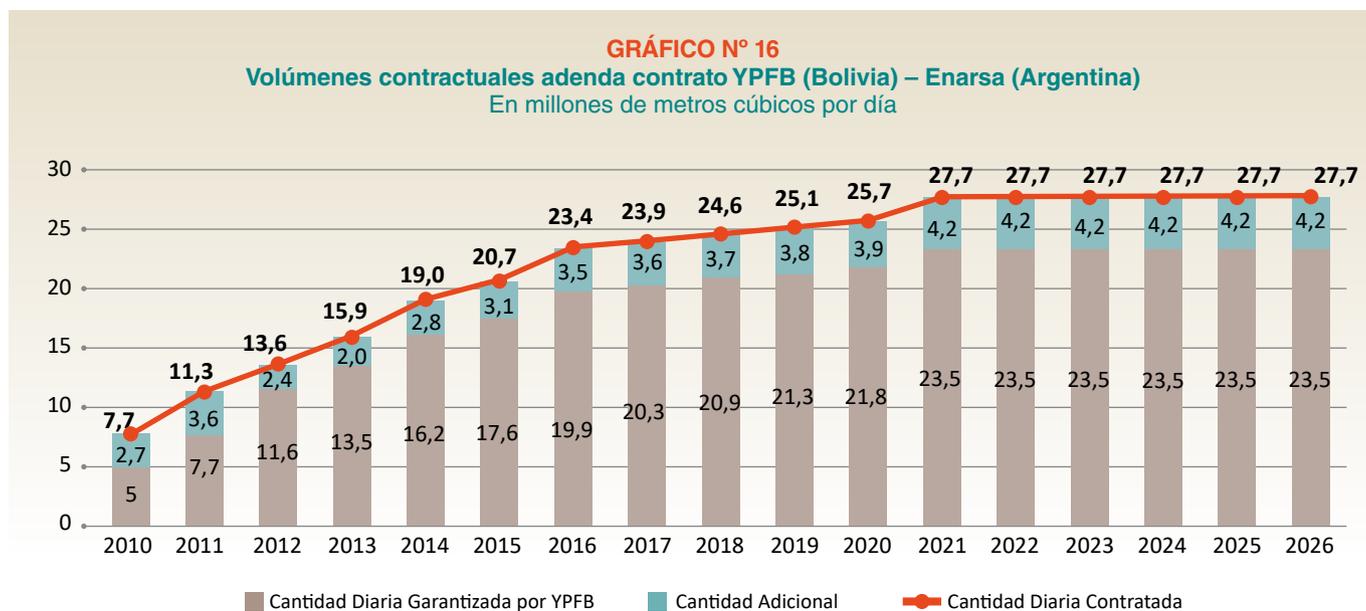
Si bien en los últimos días las autoridades del sector hidrocarburos han hecho referencia a que el contrato de compra-venta de gas natural suscrito entre Bolivia y Brasil se podría ampliar unos años más, considerando que, de acuerdo con la cláusula 12.7.4.5 existe un plazo adicional de 12 meses para la *Reposición de la Energía Pagada y No Retirada (Make Up)* por parte de YPFB a Petrobras Brasil, posteriormente a ese plazo, existe otro adicional que, según la cláusula 12.7.4.6, sirve para que YPFB entregue y Petrobras Brasil reciba saldos de gas natural no entregados durante el contrato (Make Good).

En todo caso, es importante establecer que estas posibles ampliaciones no se constituyen en un contrato de comercialización a mediano o largo plazo, como es el que

termina en julio de 2019, por lo que no se constituye en un incentivo que pueda dar viabilidad a las inversiones en exploración de hidrocarburos, que es lo que requiere el país.

Por otra parte, con relación al mercado argentino, YPFB ha suscrito cuatro contratos con Argentina, de los cuales dos son los que se encuentran vigentes y ambos fueron suscritos entre YPFB y la empresa Energía Argentina S. A. (ENARSA), el primer contrato vigente fue suscrito el 2006, por un periodo de 20 años a partir del inicio de suministro; en el mismo, inicialmente, se preveía un envío de 7,7 MMmcd durante tres años, con posibilidad de ampliarse hasta los 27,7 MMmcd a partir de 2010 hasta la finalización del contrato.

Sin embargo, dado que se presentaron algunos incumplimientos en el cronograma de entrega por parte de YPFB, debido a que no contaba con la suficiente producción para cubrir el volumen pactado, el contrato fue renegociado y el año 2010 se suscribió la primera adenda al mismo, la cual establece volúmenes mínimos de recepción y entregas de forma obligatoria y garantías de pago y entregas, entre otros. De esta manera, para el año 2018, la máxima cantidad de gas natural contratada por Argentina puede llegar a 24,6 MMmcd y la obligación de YPFB es garantizar el envío de 20,3 MMmcd.



Fuente: Elaboración con base en datos de la adenda al contrato con Argentina suscrita el 2010.

26 <https://www.paginasiete.bo/economia/2017/12/8/gobierno-petrobras-comprar-slo-mmmcd-162334.html>

27 http://www.la-razon.com/economia/Gas-Brasil-Bolivia-estados-enero_0_2841915836.html



Por otra parte, respecto al segundo contrato que se encuentra vigente, el mismo fue suscrito el 2012, con una duración de 15 años, hasta el 31 de diciembre de 2026, y establece volúmenes interrumpibles de compra y venta de gas, adicionales a la cantidad diaria contratada el año 2006, que si bien pueden llegar hasta los 2,7 MMmcd por ser un contrato interrumpible, no genera obligaciones de entrega y recepción entre ambos países, puesto que están sujetos a disponibilidad y demanda.

El gráfico anterior muestra la relación cronológica de todos los contratos de compra venta de gas natural que Bolivia suscribió con Argentina.

Durante la gestión 2017, el volumen comercializado promedio fue de 17,7 MMmcd, 16% mayor al registrado el año 2016, 11% mayor con relación a 2015 y 12,9% mayor al volumen enviado el 2014; los volúmenes de gas natural enviados a Argentina han aumentado de manera sostenida a partir de 2010, debido al incremento de volúmenes comprometidos en la adenda.

Los volúmenes promedio del mes enviados a Argentina durante el año 2017 oscilaron entre 15,8 MMmcd, en noviembre, y 19,7 MMmcd, en junio; los mayores volúmenes enviados a ese mercado se registraron de junio a septiembre. En marzo se presentaron menores envíos a Argentina, según lo manifestado por el embajador argentino en Bolivia. Este hecho, según explica la nota, se debería a que YPFB, de acuerdo a norma, debe abastecer

de manera inicial al mercado interno, posteriormente al mercado brasilero y, por último, al mercado argentino; en tal sentido, dado que en esta época inicia el invierno, al parecer, Brasil habría demandado una mayor cantidad de volumen, lo que habría mermado el volumen enviado a Argentina²⁸. Este hecho puso en duda la capacidad de Bolivia de cumplir con los compromisos de exportación, no obstante, YPFB manifestó que las entregas de gas natural a la República Argentina se efectúan de conformidad con lo estipulado en el contrato²⁹.

En mayo de 2017, Argentina informó que, al igual que en 2016, procederá a la suscripción de un contrato de compra venta de gas con Chile a un precio de venta mayor al boliviano, debido a que Bolivia no puede cumplir con el cupo que necesita el mercado argentino en invierno³⁰. Un incremento en el volumen enviado a Argentina a través del contrato suscrito el 2006, o por el contrato interrumpible suscrito el 2012, hubiera sido beneficioso para Bolivia por el incremento en los ingresos que representa, sobre todo en una coyuntura donde los precios internacionales de hidrocarburos se encuentran aún en recuperación.

Durante el periodo enero a mayo de 2018 se registró un promedio diario anual comercializado al mercado argentino de 18,7 MMmcd, que corresponde a un incremento aproximado de 5,5% con relación a 2017. En cuanto a los promedios mensuales enviados, el mayor se registró en febrero, con 19,3 MMmcd.

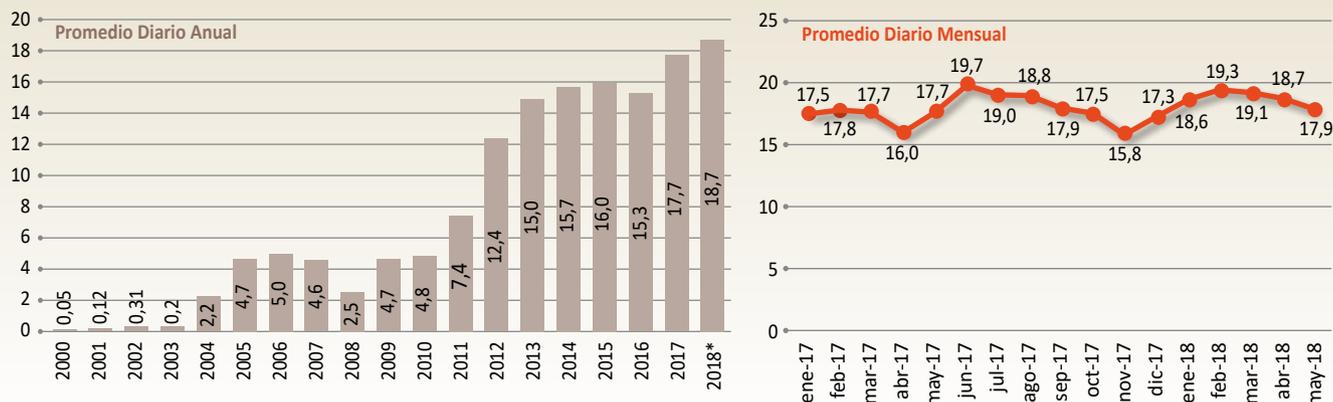
28 http://www.erbol.com.bo/noticia/economia/08052017/argentina_bolivia_envio_menos_gas_desde_marzo_pero_no_hay_penalizaciones

29 <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/ypfb-sostiene-que-envios-de-gas-argentina-se-realizan-conforme-lo-estipulado-en>

30 <https://www.noticiasfides.com/economia/gobierno-argentino-confirma-la-compra-de-gas-a-chile-para-cubrir-demanda-durante-el-invierno--377826>

<https://www.paginasiete.bo/economia/2017/5/5/argentina-acuerda-compra-chile-doble-precio-paga-bolivia-136644.html>

GRÁFICO N° 17
Comercialización de gas natural a Argentina
 En millones de metros cúbicos día



Fuente: Elaboración con base en datos de YPF, Ministerio de Hidrocarburos y CODEPHI.

En cuanto a los hidrocarburos líquidos, el principal destino fue el mercado interno, excepto en el caso del gas licuado de petróleo, que luego del inicio de operaciones de las Plantas Separadoras de Líquidos de Río Grande y Gran Chaco (posteriormente denominada Carlos Villegas) el año 2013 y 2015, respectivamente, las cuales permiten recuperar la energía excedente que se exporta en el gas natural a Brasil y Argentina. Las condiciones técnicas de esas plantas son las siguientes:

Concepto	Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas	Planta de Separación de Líquidos Río Grande
Ubicación		
Departamento	Tarija	Santa Cruz
Municipio	Yacuiba	Cordillera
Provincia	Gran Chaco	Cabezas
Fecha de inicio construcción	Mayo 2012	Enero 2011
Fecha de finalización	Octubre 2015	Mayo 2013
Fecha de operación	Agosto 2015	Agosto 2013
Monto del contrato MM\$us	640	159,4
Suministro		
Materia prima	Gas Natural	Gas Natural
Capacidad MMpcsd	32,2	200
Ducto que alimenta	Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA)	Gasoducto Yacuiba-Río Grande – Gasoducto Yabog
Máxima capacidad		
Gas Licuado de Petróleo	2.247 TMD	361 TMD
Gasolina Rica en Isopentano	1.658 BPD	195 BPD
Gasolina Estabilizada	1.044 BPD	540 BPD

Fuente: Elaboración con base en información de la ANH.

En ese sentido, a partir de 2012 se empezaron a exportar algunos volúmenes de GLP y, desde 2013, el volumen producido en el país abastece por completo el mercado interno, por lo que se exportan los excedentes, siendo los principales mercados Perú y Paraguay. Durante las gestiones 2014–2017, en promedio, 72,7% del volumen exportado fue a Paraguay, 26,8% a Perú y 0,4 % al mercado uruguayo.

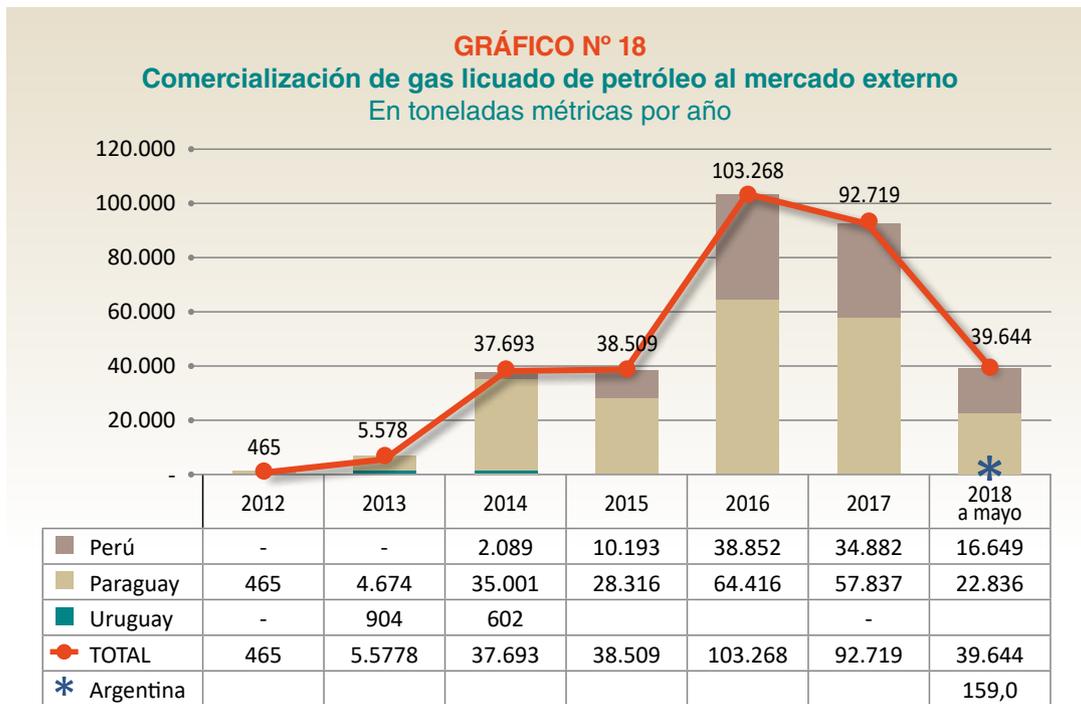
Para 2017, el principal destino fue el mercado paraguayo, con una venta total anual de 64.416 toneladas métricas, y el mercado paraguayo, con 38.852 toneladas métricas, durante esta gestión no se registraron envíos a Uruguay.

En diciembre del 2017, YPFB y representantes de Capagas sellaron un contrato para la venta de GLP a Paraguay, a partir de 2018, por 66.000 toneladas métricas por año (TMA),

con un envío promedio mes de 5.500 toneladas métricas en invierno y 4.800 TM en verano.

La referencia internacional usada para fijar el precio de comercialización sería el indicador Mont Belvieu³¹; no obstante, a la fecha no se tiene acceso a ningún contrato de exportación de GLP, ya que no se encuentran publicados en el portal web de YPFB, lo que no permite conocer, de manera cierta, las condiciones a las cuales se vende este producto a los vecinos países de Perú y Paraguay.

En el periodo mayo a enero de 2018 fueron exportadas 39.644 toneladas métricas, donde se destaca un primer envío de 159 toneladas métricas al mercado argentino, un nuevo mercado de exportación consolidado para el GLP boliviano.



Fuente: Elaboración con base en datos del INE.

31 <http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20171215/ypfb-sella-contrato-venta-glp-paraguay-2018>

Finalmente, además de gas natural y GLP, Bolivia también exporta su producción de crudo reconstituido, dado que las refinerías del país aún no cuentan con la tecnología que permita procesar este producto. La última información con la que se cuenta data de 2015, por lo que no se ha podido actualizar datos de las exportaciones para dicho producto. El gráfico muestra la información disponible.

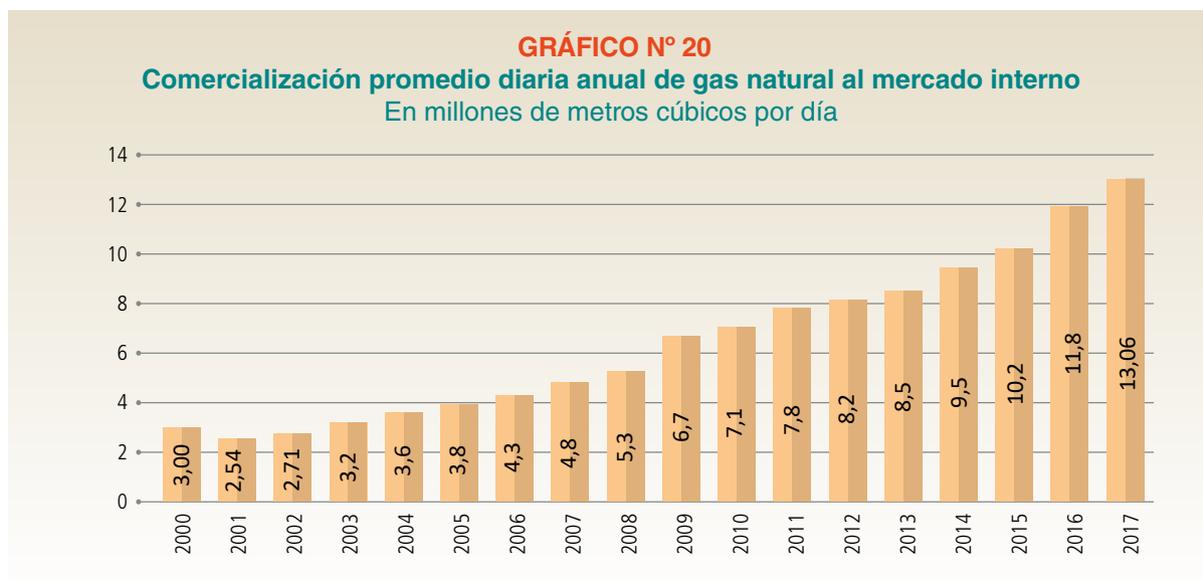
Mercado interno

Con relación a las ventas internas del gas natural boliviano, durante el 2017, aproximadamente 24% del gas producido fue destinado hacia el mercado interno, cuya estructura está compuesta por tres grandes sectores, el sector eléctrico; el sector gas por redes (con las categorías: residencial, comercial, industrial y transporte vehicular) y el sector consumidores directos y otros. En promedio, el consumo del mercado interno durante el año 2017 alcanzó a 13,06 MMmcd, lo que significa un incremento de 9,5% respecto a la gestión anterior.

Como se puede observar, la comercialización al mercado interno ha ido en aumento, esto se explica a partir de las políticas de cambio de matriz energética que han impulsado proyectos como la masificación en la Instalación de redes de gas domiciliario en varios departamentos del país; además de la instalación gratuita de equipos de conversión vehicular a gas natural y la remotorización de vehículos en el oriente boliviano para cambiar el uso del diésel a gas natural, entre otros.



Fuente: Elaboración con base en datos de YPFB.



Fuente: Elaboración propia con base en MH y Boletín de la Secretaría de Hidrocarburos del GADT.

En cuanto a los hidrocarburos líquidos, el diésel oil todavía es el combustible de mayor demanda en el mercado interno, su comercialización se centraliza principalmente en los departamentos de Santa Cruz, La Paz y Cochabamba, que representa alrededor de 70% del consumo total nacional.

Al respecto, la producción de diésel aún es deficitaria con relación a la demanda; en consecuencia, se importa ese producto de Venezuela, en el marco del convenio suscrito entre YPF y Petróleos de Venezuela S. A., en los siguientes puntos de entrega: Arica (Chile), Ilo (Perú), Yacuiba (Argentina) y Puerto Suárez, con un precio calculado en función al precio internacional del petróleo, punto de entrega, tipo de producto, medio de transporte y costo del flete. Las importaciones de diésel oil llegan a cubrir aproximadamente 52% de la demanda del mercado interno, de acuerdo con cálculos realizados con información del Boletín Estadístico del primer semestre de 2015, publicado por YPF B Corporation.

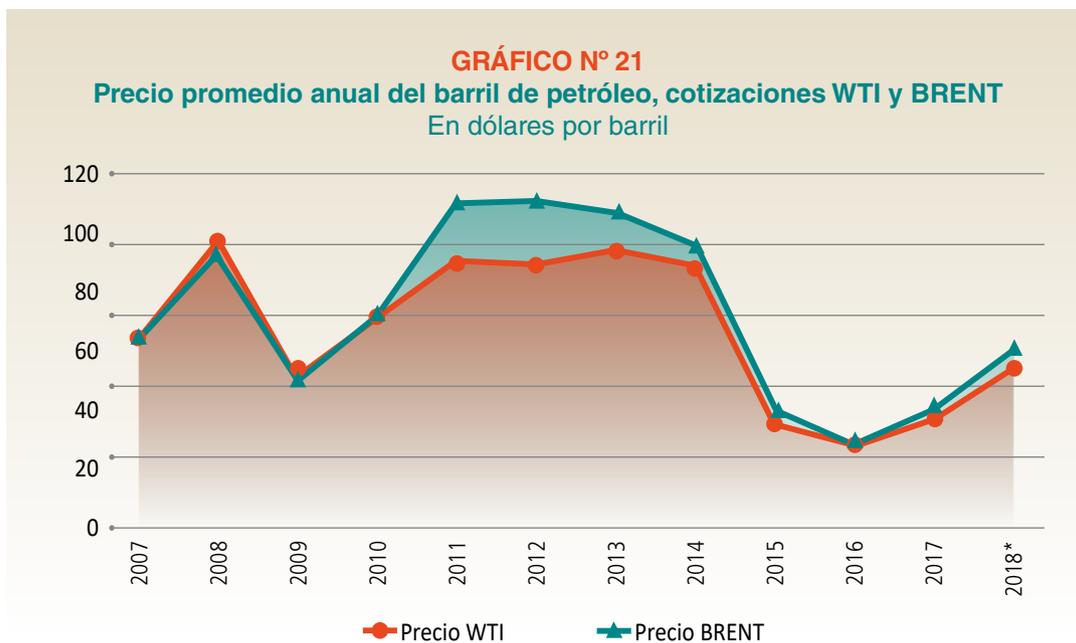
Precios

Uno de los factores más importantes a tomar en cuenta dentro de la comercialización del gas natural al mercado externo es el precio de venta a los diferentes mercados de destino, establecidos en cada uno de los contratos. Así, para

cada contrato se define una fórmula de cálculo de precios que es ajustada trimestralmente con base en la cotización de tres fuel oils que, a su vez, dependen de la cotización del precio internacional del barril de petróleo, tanto del West Texas Intermediate (de referencia para EEUU) como del Brent (de referencia para Europa, África y Oriente Medio). Por tanto, las variaciones positivas o negativas en esos precios internacionales de referencia afectan directamente al precio de las exportaciones de gas bolivianas, pero no de manera inmediata, sino con un diferimiento de tres meses.

De esta manera, tanto el precio del petróleo WTI como del Brent han alcanzado, el 2017, las máximas cotizaciones registradas desde hace aproximadamente dos años y medio, con 60,46 y 66,80 \$us/Bbl, respectivamente. Asimismo, se puede observar que luego de una baja, a partir del 2014 en los promedios anuales de los precios internacionales citados, durante la gestión 2017 se observó una recuperación de 20% con relación al precio promedio registrado el año 2016.

Para el 2018, durante el periodo enero a mayo, se registró un incremento en los precios promedio, ya que estuvieron en 65,04 \$us/Bbl para el WTI y 69,95 \$us/Bbl para el Brent, lo que significa un incremento aproximado de 28,07% y 29,14%, respectivamente, con relación a 2017.



Fuente: Elaboración propia con base en datos diarios EIA.

En cuanto a los precios promedio de venta anuales del gas boliviano, para fines de 2017, fueron de 4,85 \$us/MMBTU para Argentina y de 3,78 \$us/MMBTU para Brasil. En comparación con el 2016, se observa un incremento de 37,57% en el precio que pagó Argentina y de 24,45% en el precio para el mercado brasilero, como efecto de los precios de venta en los diferentes mercados internacionales.

Dado que los precios internacionales mantuvieron un incremento durante la gestión 2018, los precios promedio de venta para el periodo enero a mayo de 2018 también registraron un incremento de 16,85% para el mercado argentino y de 19,45% para el mercado brasilero, lo que repercute de manera positiva en los ingresos fiscales bolivianos.

Finalmente, los precios de venta en el mercado interno se encuentran regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En el caso del gas natural, varía entre 0,90 y 1,9768 dólares por millar de pie cúbico (\$us/MPC), y para el petróleo es de 31,16 dólares por barril (\$us/Bbl). Estos precios se han mantenido en los últimos años, excepto para el caso del gas natural industrial, el cual fue modificado en agosto de 2017 por al ANH, a través de la Resolución Administrativa RAR ANH ULGR 0331/2017, que incrementó en aproximadamente 47% el precio del gas natural para industrias, con lo cual se disminuye la subvención del Estado hacia ese sector.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de YPF y Ministerio de Hidrocarburos.

2.7 INDUSTRIALIZACIÓN

En septiembre del 2017 se inauguró la Planta de Urea y Amoniaco, en la localidad de Bulo Bulo del departamento de Cochabamba. Esta planta tendría una capacidad de producción de 1.200 TMD de amoniaco y 2.100 TMD de urea, la cual, según anuncios, debería ir al mercado brasilero; sin embargo, las ventas anunciadas a partir de noviembre 2017 estaban pendientes hasta definir el precio del transporte de este producto que se destinaría principalmente al mercado brasilero, el contrato y términos de la venta que definen la cantidad, precio, temporalidad, calidad y multas, aspectos que se desconocen a la fecha.

Asimismo, luego de casi tres meses de operación, en diciembre pasado se informó que la Planta de Urea paralizó su trabajo, aclarando que la pausa fue programada para llevar a cabo tareas de mantenimiento de los equipos, lo que no afectaría a los contratos asumidos por la compañía.

En cuanto a las ventas de urea al mercado interno, el gerente general de la Cámara Agropecuaria del Oriente (Cainco), Edilberto Osinaga, manifestó la preocupación de sus afiliados para continuar con la compra del fertilizante producido en Bolivia por el incremento en el precio reportado; según lo manifestado en el contrato que prevé abastecer de 6 mil toneladas de urea a los productores, no se establecieron rangos para el incremento del producto, pero el precio referencial era de 335 dólares por quintal. Esa cifra sería superior al precio de exportación de 300 dólares por tonelada que paga Brasil. YPFB no emitió ningún informe oficial sobre esta situación.

Para poder realizar un análisis objetivo, es necesario que las autoridades pongan a disposición de la población los proyectos, contratos y reportes de producción de todos los emprendimientos de industrialización. Asimismo, de acuerdo con la CPE, las regiones deben beneficiarse de las utilidades de los proyectos de industrialización; por tanto, esta información debe ser totalmente transparente y desarrollar los mecanismos para el cumplimiento de lo estipulado en norma constitucional.

Según la Rendición de Cuentas final 2017, publicada por YPFB, el proyecto de la Planta de Propileno y Polipropileno se encuentra en estudios de preinversión y aún se encontraría dentro de la cartera de proyectos a ejecutar por parte de YPFB.

Finalmente, en cuanto a los trabajos desarrollados por la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos, el documento de Rendición de Cuentas final indica que se encuentra en etapa de ejecución la Planta de Producción de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural-El Alto y se encontrarían en etapa final los siguientes estudios:

- Planta de producción de cilindros de Composite para GLP
- Planta de tuberías PE-AL-PE
- Planta de tuberías de polietileno para alcantarillado sanitario (200 mm – 800 mm)
- Centro de acopio, almacenamiento y distribución de urea
- Planta de producción de metanol – MTG
- Planta de producción de nitrógeno líquido y gaseoso
- Compuestos nitrogenados y sus aplicaciones: Ácido nítrico y nitrato de amonio

2.8 RENTA PETROLERA

En el periodo 1996–2004, las empresas petroleras que operaban en Bolivia estaban sujetas a un régimen de regalías de 18% a favor del Estado, lo cual originó una creciente crisis social en demanda de una mayor participación estatal.

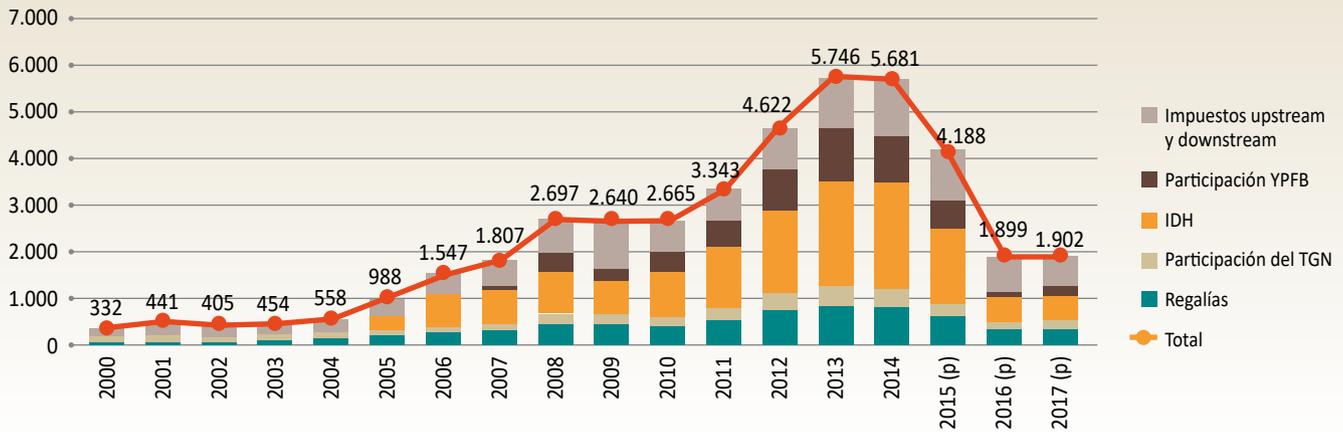
Posteriormente, y como resultado de varias luchas sociales que se tradujeron en un referéndum nacional sobre el gas natural, el 17 de mayo de 2005 se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 3058, la cual creó, entre otros aspectos, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) con una alícuota del 32%, que sumado a la regalía departamental (11%), regalía nacional compensatoria (1%) y participación del TGN (6%) permite al Estado quedarse al menos con 50% de los ingresos recibidos por la explotación y comercialización de hidrocarburos.

En el entendido de que el actual régimen fiscal aplicable al sector hidrocarburos es resultado de las luchas sociales de diferentes sectores, entre los años 2000–2003, el mismo ha sido diseñado con un enfoque mayoritariamente favorable al Estado (aunque solo sea en términos fiscales) y totalmente redistributivo. En tal sentido, se aplican alícuotas fijas, sin considerar el tipo de hidrocarburo, la etapa de cada proyecto o el comportamiento de los precios, que dificultan un equilibrio entre el interés privado y el estatal, lo que limita el flujo de inversiones para las actividades de exploración de hidrocarburos.

Por otra parte, entre los años 2004–2006, el debate sobre la distribución de la renta petrolera no profundizó en aspectos como: i) la sostenibilidad frente a la volatilidad de precios, ii) uso estratégico de estos recursos para diversificar la economía, iii) evaluación de proyectos de inversión que fueran financiados con la renta petrolera y iv) mecanismos de evaluación y control al uso de los ingresos por regalías, IDH, participación TGN y participación YPF.

El comportamiento de la renta petrolera en Bolivia muestra un importante cambio en los últimos tres años; luego de casi 11 gestiones de permanentes incrementos, se observa una importante disminución, alcanzando niveles registrados los años 2006 o 2007.

GRÁFICO N° 23
Comportamiento de la renta petrolera estatal
 En millones de dólares americanos



Fuente: YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y Unidad de Análisis de Políticas Económicas y Sociales.

Como se observa en el gráfico, desde el año 2004 existe una importante tendencia creciente en la renta petrolera, situación que se acrecienta desde el año 2005, luego de la creación del IDH, el cual representa, en promedio, cerca de 40% de la renta petrolera estatal.

Un aspecto adicional al IDH que permitió el crecimiento de la renta fue el incremento constante de los precios de exportación de gas natural a Brasil y Argentina en el periodo 2004–2014; ello debido al incremento del precio internacional del barril de petróleo, el cual incide en los precios de los fuels que trimestralmente determinan el precio de exportación del gas natural boliviano.

La tendencia creciente entre los años 2011–2015 se explica, además del efecto precio, por importantes incrementos en la producción de hidrocarburos, particularmente de gas natural, debido a la construcción de la planta de procesamiento de gas natural en el campo Margarita y la ampliación del tercer tren en la planta de procesamiento de gas natural en el campo Sábalo.

La caída en el precio internacional del petróleo desde agosto de 2014 y su efecto en los precios de exportación de gas natural boliviano ha tenido un marcado impacto en la renta petrolera percibida por el país en el año 2015, que se ha profundizado los años 2016 y 2017, lo cual ha generado que las finanzas públicas del país retornen a escenarios de déficit fiscal y los niveles subnacionales adopten políticas de austeridad.

Naturalmente que la sostenibilidad de la renta petrolera, que se destina a los niveles nacional y subnacional, al

estar determinada fundamentalmente por el volumen producido, como por el precio al cual se valoran las regalías e IDH, dependen del comportamiento de dichas variables. En este sentido, ante la mejora en las cotizaciones internacionales del precio internacional del petróleo y su efecto en el incremento del precio de exportación del gas natural boliviano, las autoridades nacionales han anunciado una reformulación al presupuesto aprobado para la gestión 2018, asegurando una redistribución de los mayores ingresos fiscales que país está recibiendo.

Estos anuncios, con una mirada más política que estratégica, muestran la ausencia de aprendizajes sobre la volatilidad de precios que debió dejar la historia nacional, y la reciente contracción de ingresos fiscales por la que atravesó el país desde agosto de 2014. Cualquier mejora en los ingresos, como efecto del incremento de precios o producción, debería considerar un debate abierto sobre el destino y uso de la renta petrolera a nivel nacional y subnacional, diseño de mecanismos de ahorro o estabilización frente a las constantes variaciones del precio en mercados internacionales y el diseño de mecanismos de control sobre la gestión de la renta petrolera por parte de todos los beneficiarios, así como de los impactos que genera la inversión o gasto que se realiza con estos recursos.

Asimismo, resulta imperioso para los niveles subnacionales mejorar la capacidad de gestión de estos ingresos, garantizando la ejecución de proyectos productivos orientados a una diversificación de sus economías que permita abandonar la dependencia de los ingresos por la explotación de hidrocarburos.

2.9 CONCLUSIONES Y DESAFÍOS

- Bolivia continúa dependiendo de la explotación de materias primas, principalmente hidrocarburos, como fuente de generación de excedentes económicos. A pesar de que en los últimos 20 años el sector hidrocarburos ha contribuido con cerca de 40% de los ingresos fiscales del Gobierno Central y los gobiernos subnacionales, ese aporte no ha servido para diversificar la economía, crear empleos que agreguen valor a la producción, superar las desigualdades sociales con criterios de sostenibilidad de largo plazo y promover el desarrollo de otros sectores de la economía; por el contrario, se ha ahondado la necesidad de encontrar nuevas reservas que garanticen la continuidad del sector en el largo plazo; esto sumado a la expectativa por mejoras en los precios que permitan incrementar la renta petrolera estatal.
- A diferencia de otros países, Bolivia explota hidrocarburos no solo por asegurar su matriz energética; sino fundamentalmente por la generación de excedentes económicos que permitan financiar el gasto e inversión pública; por lo cual, en tanto no se construya de forma conjunta una visión de desarrollo nacional que considere seriamente el abandono de la dependencia extractiva y el desarrollo de otros sectores económicos, resultará muy difícil detener la explotación de hidrocarburos o cualquier otro recurso natural.
- La misma apuesta por el desarrollo del sector hidrocarburos tiene grandes debilidades, destacando entre ellas la ausencia de un marco legal vigente acorde con lo establecido por la Constitución, por ello urge una nueva ley de hidrocarburos que establezca claramente las reglas sobre las cuales se desarrollan las actividades hidrocarburíferas en el país, definiendo claramente los roles institucionales y los preceptos de eficiencia y transparencia sobre los cuales debe ser conducida su gestión.
- Las autoridades nacionales, involucradas directa o indirectamente en el sector hidrocarburos, deben cumplir la normativa relacionada con la transparencia y acceso a información y desarrollar nuevos principios, directrices y mecanismos para dotar a la población de mayor información que permita un adecuado y oportuno control social sobre este recurso que es estratégico y es de propiedad de todos los bolivianos.
- La recuperación acelerada de reservas durante el periodo 2010–2015, sin una adecuada política de reposición mediante actividades de exploración, ha ocasionado, por una parte, la disminución en la producción de los campos en actual explotación y, por otra, ha generado una necesidad de explorar y encontrar hidrocarburos en cualquier lugar del territorio nacional. Para ello se han flexibilizado normas ambientales, se ha autorizado la exploración en parques naturales y se han ampliado las áreas de exploración a todo el territorio nacional, omitiendo, en la mayoría de los casos, procesos participativos con la sociedad civil y pueblos indígenas sobre si es conveniente o no la actividad extractiva en sus regiones.
- Los datos de la última certificación de reservas, realizada fuera de los plazos que establece la norma y que fueron presentados el 29 de agosto del año en curso, plantean que, si bien se han repuesto las reservas probadas, existe una considerable disminución en las reservas probables y posibles de gas natural, lo cual es reflejo de

la insuficiente actividad exploratoria en los últimos años. Esta situación mantiene aún vigentes los retos de institucionalizar la empresa petrolera nacional, redefinir la política hidrocarburífera del país con un nuevo horizonte a largo plazo que debería ser plasmado en una nueva ley sectorial.

- Los diferentes proyectos de inversión implementados en las refinerías bolivianas han permitido extraer la mayor cantidad de productos terminados de los fluidos extraídos de los pozos; sin embargo, la insuficiente producción de petróleo crudo continúa impidiendo procesar el volumen de diésel oil que demanda el mercado nacional, por lo que se constituye en la principal debilidad para el Gobierno boliviano que, año tras año, debe presupuestar grandes sumas de dinero para pagar la subvención de este carburante, resultado del diferencial de precios que existe entre el producto importado y su venta al mercado interno.
- Bolivia redujo la exportación de gas a Brasil y se apresta a renegociar la renovación de un contrato de compra y venta de gas natural bajo un entorno distinto al de hace 20 años, lo cual supone cambios en las condiciones de los volúmenes, comercializados, mayores competidores en el mercado mundial, un precio bajo de cotización del petróleo y nuevas políticas de importación por parte de Brasil. Es necesario concretar otros mercados para el destino del gas natural boliviano.
- Para poder evaluar de manera objetiva los proyectos y contratos referidos a la industrialización, es necesario contar con los contratos de venta y reportes de venta y producción, considerando que los departamentos deben recibir utilidades de dichos negocios, de acuerdo con la Constitución Política del Estado
- La renta petrolera, durante 2017, alcanzó valores próximos a los obtenidos el 2016 debido a una lenta recuperación en los precios internacionales del petróleo y su efecto en los precios de exportación de gas natural; pero aún lejos de los niveles alcanzados los años 2013 y 2014.
- En los primeros meses de la gestión 2018 se observa una tendencia mundial hacia lo que parece un nuevo equilibrio en los precios internacionales del petróleo en una banda entre 60 y 80 dólares el barril, y aunque ello está posibilitando una mejora en los precios de exportación del gas natural boliviano, aún está ausente en las propuestas de los gobiernos nacional y subnacionales diseñar mecanismos de ahorro o de estabilización frente a futuras oscilaciones en los precios; así como identificar sectores económicos

potenciales que pueden ser desarrollados a partir de los excedentes económicos que genera el sector hidrocarburos distintos a los extractivos, o desarrollar mecanismos de control sobre el uso que hacen los beneficiarios de la renta petrolera de dichos ingresos que son estratégicos para el país.

- Las diferentes actividades que constituyen la cadena del sector hidrocarburos deben ser gestionadas de manera integral, es decir que el desarrollo de actividades de exploración debe ir acompañada de la gestión de nuevos mercados que hagan factible su viabilidad económica, dado el alto riesgo que supone. Por su parte, la gestión de nuevos mercados debe considerar el desarrollo y ampliación del sistema de transporte por ductos y la ampliación de capacidades de refinación. Asimismo, la explotación de hidrocarburos debe guardar relación con la actividad exploratoria y la de comercialización, cumpliendo con los mercados interno y externo.
- Finalmente, la razón de la explotación de hidrocarburos debe ser el desarrollo de otros sectores económicos que, a mediano y largo plazo, puedan cubrir su aporte fiscal y abandonar eventualmente la dependencia que tiene el país en términos económicos. Para ello resulta cada vez más urgente el desarrollo de procesos de planificación amplios, participativos y articulados entre los niveles nacional y subnacional, en los que la población identifique sectores económicos potenciales, aspectos sociales que deban ser superados con un enfoque de sostenibilidad de largo plazo y mecanismos de control que garanticen el buen uso de los recursos, además del abandono gradual de la dependencia a los sectores extractivos.





3. SECTOR MINERÍA

3.1. GOBERNANZA DEL SECTOR MINERO

El sector de la minería en Bolivia tiene impacto en los ámbitos económicos, políticos y sociales. En esta actividad intervienen tres tipos de actores: privados, cooperativas y Estado.

En el ámbito social, es una de las más importantes generadoras de empleo. Se calcula que en el subsector cooperativo da trabajo a unas 200.000 personas. Otras fuentes laborales corresponden al sector privado y estatal.

En el ámbito económico, a pesar de que la renta minera que captura el Estado es baja, la actividad genera entre 2.500 a 3.600 millones de dólares por año, de los cuales apenas 300 millones de dólares ingresan a las arcas públicas, quedando el resto en manos privadas, como dinamizador de otros sectores, en particular de la construcción y el comercio.

La renta minera está compuesta por patentes, regalías e impuestos. Las primeras tienen escasa significación; las regalías varían entre 5% y 7% del valor bruto¹; mientras que los impuestos son el 37,5% de las utilidades (valor bruto menos costo de operación) y representan entre 4 y 5% del valor bruto. Así, sumadas las regalías y los impuestos, alcanzan a 9% del valor bruto de los minerales.

Respecto a los operadores, el sector privado está a cargo del 60% de la producción minera, la estatal Comibol, 8% y los cooperativistas tienen aproximadamente 30% de la producción. La Paz es el departamento de mayor relevancia para la actividad de las cooperativas, las cuales generan ingresos por aproximadamente 1.500 millones de dólares anuales.

Necesidad de ajustes a la legislación minera (Ley N° 535)

La Constitución Política del Estado (2009) determina la política minera macro. Para hacer operativa esa política rige un paquete normativo, siendo la principal la Ley N° 535 de Minería y Metalurgia (2014), la cual fue complementada por la Ley N° 845 (2016) para intentar subsanar incompatibilidades legales.

La Ley de Minería y Metalurgia norma las distintas fases del proceso:

- Prospección (ubicación del mineral)
- Exploración (cuantificación de reservas)
- Explotación (extracción)
- Concentración (escoger lo rico y descartar lo pobre)
- Extracción del metal (a partir del concentrado convertir en lingotes)
- Comercialización

¹ El valor bruto está definido como el producto de la cotización internacional por el contenido fino de los concentrados

La ley norma la actividad para los tres actores: empresa privada, estatal y cooperativas; para cada una de las etapas; la relación entre los tres operadores y determina el papel del Estado en la minería.

Una de las principales debilidades de la Ley N° 535 es mantener la libre comercialización de los minerales. Durante la elaboración de la nueva Constitución, la comisión del sector minero había recomendado crear una instancia única de comercialización minera que recoja toda la producción del país; pese a que la propuesta fue aprobada unánimemente en la comisión, la plenaria eliminó ese planteamiento.

Por otra parte, la roca extraída de los reservorios suele tener diversos componentes. Cuando se comercializa como concentrado², esta materia puede contener zinc, plomo, plata, hierro, bismuto y otros elementos que los compradores separan, recuperan y venden; pero por los cuales no pagan a los operadores.

Con el argumento de que esos acompañantes perjudican el proceso principal de extracción del metal, los comercializadores aplican un descuento, en lugar de pagar por el valor de los otros minerales extraídos. Además, los compradores hacen pagar a los operadores el costo de la extracción (fundición). Como ejemplo, el 2016, cuando el zinc costaba 0,80 dólares la libra fina, los vendedores recibían 45% del valor del zinc debido a los descuentos por impurezas y por la fundición. A la Comibol, que tenía un zinc más complejo, se le descontaba 77% del valor.

En el caso de la multinacional Glencore, ésta tiene a su cargo dos minas de Comibol, Bolívar y Colquiri, cuya producción se vende a sí misma. Esa empresa es la comercializadora de minerales más grande del mundo. Por su parte, la mina San Cristóbal, que explota el consorcio japonés Sumitomo, tiene su comercializadora propia y su producción es vendida directamente a Corea, Japón y China. La Comibol no usa comercializadoras y hace ventas directas. Esos operadores mencionados abarcan cerca de 70% de la producción de los minerales en el país.

El 30% restante es manejado por comercializadoras; en valor, este porcentaje representa entre 1.000 y 1.500 millones de dólares por año sin intervención del Estado, lo que significa que particulares negocian, en nombre del pueblo boliviano, un buen porcentaje de la transferencia de su riqueza. Esta situación debe ser tratada y modificada con reformas legales y operativas.

² Se denomina concentrado al mineral extraído y del que se ha separado el material no valioso (terra, rocas)

Respecto a la propiedad, la Constitución Política del Estado establece que el mineral que se encuentra en el territorio boliviano es del pueblo boliviano y el Estado está encargado de su administración; por tanto, está prohibido vender minas, usar una mina como garantía o hipoteca, o poner el mineral en la bolsa de valores.

El artículo 124 señala que comete traición a la patria quien “viole el régimen constitucional de recursos naturales”; sin embargo, la Ley Minera, de manera indirecta, otorga la propiedad a los operadores que lo extraen.

Asimismo, no obstante, que esta la ley asume como principios la “intransferibilidad e intransmisibilidad del área minera”, también contempla un proceso de adecuación que, en la práctica, permite heredar derechos mineros.

El artículo 192 de la ley establece: “Cuando en la fecha de publicación de la presente Ley una Autorización Transitoria Especial, se encontrara a nombre de una persona individual, la misma, con carácter previo a la presentación de su solicitud de adecuación a contrato minero: a) Constituirá una sociedad comercial de Responsabilidad Limitada - SRL con su cónyuge o conviviente legalmente reconocido, y si el vínculo conyugal se hubiera celebrado o reconocido con anterioridad a la obtención del título constitutivo o la adquisición del derecho minero, pudiendo incluir a sus hijos siempre y cuando fueren mayores de edad; b) Si el vínculo conyugal no se hubiera celebrado o reconocido con anterioridad a la obtención del título constitutivo o la adquisición del derecho minero, el titular se establecerá y registrará en el Registro de Comercio como empresa o negocio unipersonal de objeto minero”.

El artículo 371.I. de la Constitución define que “las áreas de explotación minera otorgadas por contrato son intransferibles, inembargables e intransmisibles por sucesión hereditaria. En consecuencia, el artículo 192 de la Ley de Minería y Metalurgia debería ser modificado.

Pese a disposiciones, relativamente favorables, el sector privado ha limitado sus inversiones en actividades exploratorias para el descubrimiento de nuevos yacimientos.

Institucionalidad, rol de cada actor, estructura y decisiones

La legislación dispone que la operación minera debe respetar el medio ambiente, consultar con la comunidad del territorio, cumplir una función económico-social y respetar los derechos humanos y laborales de las personas vinculadas a la operación.



El sector minero estatal tiene la siguiente estructura:

- a) Nivel de definición de políticas, fiscalización y supervisión generales
 - Ministerio de Minería y Metalurgia
Con tres viceministerios: i) Desarrollo Productivo Minero Metalúrgico; ii) Política Minera, Regulación y Fiscalización; iii) Cooperativas Mineras
- b) Nivel de administración superior, fiscalización y control de las actividades mineras y registro minero
Autoridad Jurisdiccional Administrativa Minera - AJAM
- c) Nivel de empresas públicas mineras
 - Corporación Minera de Bolivia - COMIBOL y empresas filiales y subsidiarias
 - Empresa Siderúrgica del Mutún - ESM
- d) Nivel de entidades de servicios, investigación y control
 - Servicio Geológico Minero - SERGEOMIN
 - Centro de Investigaciones Minero Metalúrgicas - CEIMM
 - Servicio Nacional de Registro y Control de la Comercialización de Minerales y Metales - SENARECOM
- e) Nivel de entidades de fomento
 - Fondo de Apoyo a la Reactivación de la Minería Chica - FAREMIN
 - Fondo de Financiamiento para la Minería Cooperativa - FOFIM

Si bien la competencia regulatoria está en gran parte en la Asamblea Legislativa Plurinacional, también recae en el Ministerio de Minería, porque a través de resoluciones

ministeriales norma y reglamenta leyes y dicta resoluciones que no estén reglamentadas por ley; así, por ejemplo, el 24 de octubre de 2017 emitió un reglamento que, en cierta medida, limitó la libre comercialización.

En el caso del oro, la comercialización es difícil de controlar. En La Paz hay más de 1.000 cooperativas mineras y 60.000 cooperativistas legalmente reconocidos, pero, se estima que hay por lo menos 40.000 trabajadores no socios, irregulares o ilegales.

Con el Decreto Supremo 21060 (año 1985), la comercialización era libre, el oro podía ser comercializado a un joyero, a una comercializadora o exportarlo directamente. Esta apertura ha sido utilizada para sacar oro de contrabando, principalmente, hacia Perú o Brasil. Como se detectó ese tráfico, se dictó una resolución ministerial que dispone un cupo máximo; así, una cooperativa aurífera puede comercializar hasta 20 kilos por mes, las minas chicas 10 kilos y las minas unipersonales 2 kilos por mes.

Esta es una cantidad muy grande. Considerando que sólo en el departamento de La Paz hay 1.000 cooperativas, éstas podrían comercializar 20.000 kilos al mes; sin embargo, la producción nacional anual de oro declarada es de 25.000 kilos.

La resolución también establece que la venta debe ser realizada por una sola persona, el representante legal o el designado por la cooperativa; y ya no los socios.

El mecanismo de seguimiento es el Servicio Nacional de Registro y Control de la Comercialización de Minerales y Metales – Senarecom, a través de los formularios 02 y 03, este último para el comercio exterior.

Para financiar las actividades de las instancias de control y seguimiento, todos los operadores mineros pagan una

patente minera, cooperativistas, empresas estatales y privadas. Esas patentes se pagan por cuadrículas, el monto varía dependiendo de si están en fase de exploración o explotación, la antigüedad de la mina o en cierre, y según el estado de la operación minera. Esas patentes financian a entidades como Sergeomin y AJAM.

Sergeomin también recibe otro monto de los recursos que se pagan a los departamentos, El 15% de las regalías es del municipio donde se ha extraído el mineral y 85% de la gobernación. De ese último porcentaje, el 10% se destina a Sergeomin para hacer exploración, automáticamente.

La Comibol tiene a su cargo las minas de Huanuni, Colquiri y Corocoro, además de las plantas metalúrgicas de Vinto, Telamayú y Karachipampa y la Empresa Boliviana del Oro.

Al margen de la Comibol está la Empresa Siderúrgica del Mutún, que dependía de la estatal minera; pero movimientos regionalistas presionaron para que pase a tuición directa del Ministerio de Minería.

Los otros operadores, tanto las cooperativas como la empresa privada, tienen sus propias organizaciones.

Las federaciones de cooperativistas ejercen incidencia política e incluso tienen presencia parlamentaria, además de un viceministro específico para su sector.

En el caso de los privados, los procesos de nacionalización que se aplicaron a sectores como hidrocarburos, energía y otros no han tocado a este sector y se han garantizado sus inversiones y operaciones, exceptuando Mallku Khota.

De las operadoras privadas, la más importante es la empresa Sumitomo, a cargo de la mina San Cristóbal, que explota más de 25% de la producción minera del país, estimados en unos 1.000 millones de dólares anuales.

La siguiente mina en tamaño es Huanuni, que es estatal; después están Colquiri y luego Bolívar y Porco, que son del Estado, pero que son operadas por Illapa S.A., subsidiaria de Glencore.

La mina San Vicente está actualmente manejada por Panamerican Silver. Y la mina San Bartolomé quedó recientemente en manos de Inversiones Argentum, luego de la transferencia del paquete accionario de la empresa Coeur d'Alene.

Otras minas importantes de la Comibol están siendo operadas por cooperativistas, con rendimientos favorables para su sector, pero no comparables a las privadas.

¿Cuál es la eficiencia de los operadores?

En la Ley Minera no se exige un rendimiento mínimo al operador. El rendimiento se mide en dos factores, la recuperación y la ley (calidad del mineral)³.

Las minas, en general, tienen una recuperación de 70%. Gran parte de los mineros, como se extraen recursos naturales del pueblo boliviano (que no los consideran suyos), se conforman con recuperaciones de 50% y a veces menos. Botan el resto y provocan un daño al Estado. Por esta razón, se debería establecer una recuperación de al menos 60%. En la comercialización, el comprador por la baja ley paga poco y efectúa descuentos fuertes.

En minería, no hay ni una sola actividad que no cause daño al medio ambiente, porque se remueve todo, ya sea una mina subterránea o a cielo abierto. En San Cristóbal, cada día se mueven 150.000 toneladas, eso equivale a casi un cerro, y, sin duda, hay plantas, gusanos, lagartijas y otros seres vivos que quedan desalojados o eliminados. En la actividad minera se sabe que se provocan esos daños, por tanto, la normativa ambiental dice que después debe mitigarse ese daño.

En comunidades cercanas, los impactos ambientales se asocian con la contaminación o desvío de agua, mortandad de peces, afectación al ganado animal y a áreas de cultivo o bofedales.

Si la minería del oro aluvial se hiciera simplemente con *chúas* y se extrajera el mineral aprovechando sólo sus propiedades físicas, el consumo del agua no provocaría contaminación. En el caso de Huanuni, el agua que se utiliza se puede reciclar en un gran porcentaje porque, como se trata de un mineral muy rico de óxidos, no se necesita la flotación que usa reactivos químicos; pero, cuando la mina tiene piritas o materiales parecidos, aparece el agua ácida o agua de copajira que contamina gravemente el agua.

Cuando empieza a haber contaminación es cuando se utilizan compuestos químicos; como ejemplo, cuando el oro está en granos muy pequeños, por cada gramo de oro que se extrae se utilizan 3 a 4 gramos de mercurio.

Cuando se usa mercurio para extraer oro, se recupera aproximadamente 95% y cerca de 5% se va al agua; cuando se volatiliza, este elemento va al aire y luego pasa a la tierra,

³ De las entrañas de la tierra se extrae material que tiene tierra, piedra y mineral. Si de 100 toneladas se deben obtener dos toneladas de estaño o zinc, pero luego de meter la carga al ingenio se recupera una sola tonelada, entonces el rendimiento es de 50%.

al agua y puede llegar al organismo humano a través de la respiración o ingesta de alimentos.

Bolivia estaba entre los tres países más contaminantes por el mercurio en el mundo.

El Observatorio del Mercurio (Naciones Unidas) estimó, el 2013, que por año ingresaban 120 toneladas de mercurio a Bolivia para la explotación de oro.

El mercurio provoca locura, daños cerebrales, afecta a los pulmones. La Organización Mundial de la Salud establece límites máximos para el mercurio como tolerable en un organismo. Se han tomado muestras de peces y en algunos casos han detectado que tenían entre 20 a 200 veces más de lo permitido por la OMS.

Se necesita un estudio para establecer el uso del mercurio y sus riesgos a los que están expuestos los trabajadores mineros, sus familias y el resto de la población.

También es común el agua de mina, conocida como copajira, que es ácida y deshace la vegetación y afecta a los peces, entre otros impactos.

Transparencia y acceso a información

El acceso a la información está vinculado a la oportunidad y calidad de esa información, considerando que los recursos naturales son de propiedad del pueblo boliviano, como parte de la exigibilidad de derechos se debería permitir el conocimiento del sector.

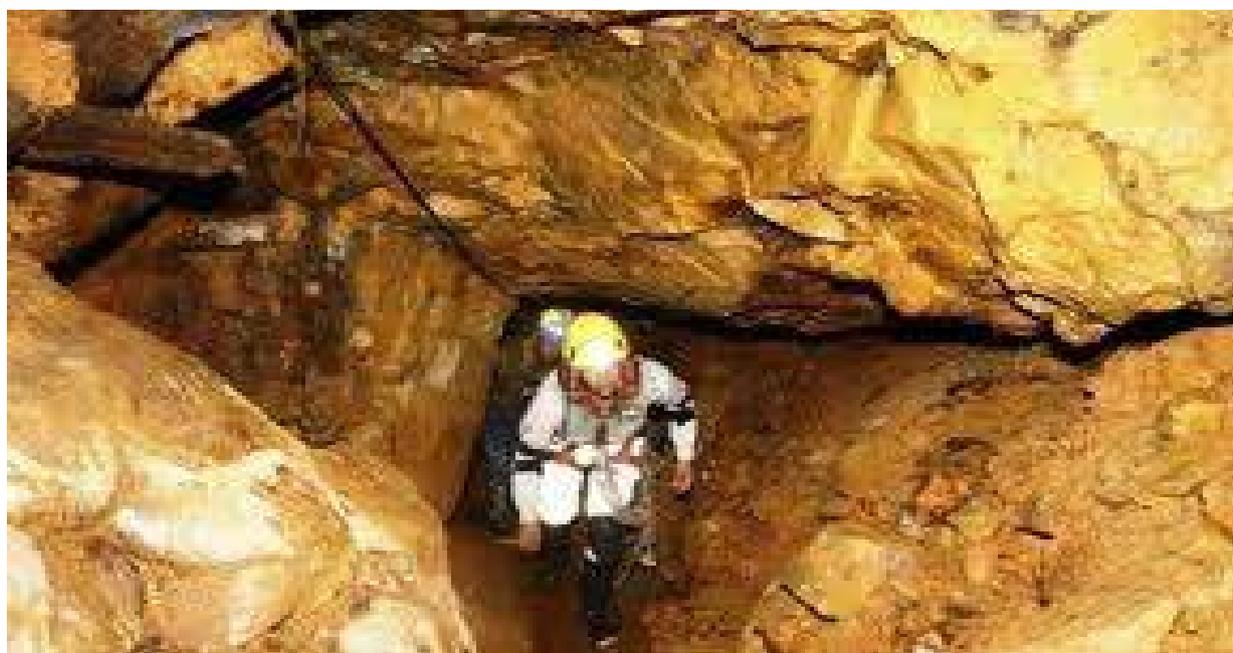
Si se observan las distintas páginas electrónicas del Estado, se puede establecer que la página de Comibol tiene algunas noticias al día, pero lo importante está desactualizado, Debería ponerse a disposición del público, la cantidad que se está produciendo, a quién se está vendiendo, la cantidad de trabajadores y otros datos de la actividad que no están disponibles.

En ninguna institución del sector es posible acceder a una página actualizada.

El sitio electrónico del Viceministerio de Política y Fiscalización actualiza cada tres meses los datos de producción, pero sin entrar en detalle; la información es global de todas las cooperativas, toda la empresa privada y todo el Estado. Esa es la fuente más completa, con reportes trimestrales, difundidos con retraso de un mes.

En cuanto a la comercialización, Senarecom difunde cifras globales y desactualizadas. No pone a disposición la información de la venta de minerales. Cuando se solicita, hay que hacerlo por escrito, y la mayoría de las veces el requerimiento es rechazado o derivado al Ministerio de Minería, y el Ministerio también rechaza o responde con demora.

En la Autoridad Jurisdiccional Administrativa Minera (AJAM), los municipios mineros reciben información sobre concesiones y operadores, previa solicitud. En su página web están los procedimientos, la legislación, los cronogramas; pero el registro minero no es público. Sí



se publica la gaceta minera y cada mes se puede hacer seguimiento al estado de los trámites de los contratos.

Para tener mayor información, se deben adquirir las gacetas. En internet está únicamente el índice. Cuando alguien hace una solicitud para alguna actividad minera aparece ese requerimiento al mes siguiente, en la gaceta. Ese procedimiento también permite hacer observaciones, y si nadie se opone, el trámite prosigue y, finalmente, se concede el uso y aprovechamiento; pero esa información debería ser de más fácil acceso.

Sergeomin puso en internet, hace poco, información sobre algunos yacimientos y la cuadrícula minera del país es un mapa o carta geológica.

Las empresas mineras estatales, como Huanuni, Colquiri, Coro Coro, publican información con retraso. Las empresas privadas, en general, no difunden cuánto están produciendo, salvo a fin de gestión. En el caso de las cooperativas, éstas no facilitan la información sobre su producción, salvo un caso extraordinario de una publicación que emitió la Federación de Cooperativas. El Gobierno publica la producción de las cooperativas respecto a oro, plata y zinc, cada tres meses.



La falta de transparencia puede dar lugar a la manipulación y elusión del pago de impuestos.

El Estado recibe la información sobre la comercialización de los minerales a través de los formularios 02 y 03, que es información actualizada al día a través del Senarecom.

La información desconocida para el Estado es cuánto les cuesta la extracción, porque los actores mineros reportan costos de aproximadamente el 90% del valor de la operación.

Se sabe cuánto de mineral han extraído, pero no se dispone el dato del verdadero costo operativo.

Entre los años 2013 a 2015, la estatal Comibol, que tiene a su cargo el 8% de la explotación minera, pagó más impuestos que empresas como San Cristóbal, que tiene el 25% de la producción minera. Similar situación se registró con Glencore y otras.

La transparencia y acceso a la información permitirían un mejor seguimiento a las operaciones mineras y un control sobre lo que corresponde al Estado y, en consecuencia, de mayor beneficio para la población.

En el ámbito departamental, la gobernación recibe una regalía de 5% sobre el valor bruto de ventas (para la mayor parte de los minerales); por tanto, esas instancias no realizan seguimiento al costo de producción. Las gobernaciones acceden a información sobre las regalías a través de los formularios 02 y 03. Los operadores depositan, directamente, en las cuentas de la gobernación y del municipio lo que corresponde a las regalías. Por esto, a estas dos instancias, les interesa ver los volúmenes de producción, pues el costo de operación no les afecta. Pero el que queda perjudicado es el Tesoro General de la Nación porque recibe los impuestos sobre las utilidades y, en este caso, sí es fundamental el costo de operación.

Esto sucede porque el pago de regalías es sobre el valor bruto del mineral; pero los impuestos se pagan sobre la diferencia entre ingresos y egresos, y los egresos se los informa en el balance de fin de año.

Un año se realizaron estudios sobre el costo presunto y se estableció ese cálculo para cada mineral. Si se realizara el pago sobre una tabla con valores mínimos para hacer la liquidación habría una recaudación más adecuada.

La tecnología también ha abaratado bastante el costo de operación, tanto que algunos yacimientos que no eran operables se han hecho rentables.

Hay otro aspecto que también debería estar normado referido al comportamiento del sector en temporadas de variación de las cotizaciones internacionales.

Por ejemplo, el año 2016 cayeron los precios de los minerales, particularmente el zinc, que es el que más se explota en Bolivia. En la mina San Cristóbal se metía al ingenio 40.000 toneladas; cuando empezó a caer el precio, la cantidad que ingresaba al ingenio fue de 52 000 toneladas; es decir, se intensificó la extracción para mantener su nivel de ingresos; así se vendió más cantidad de estos recursos del patrimonio nacional a bajo precio, para mantener el nivel de utilidades de los operadores.

El desafío de una nueva Comibol

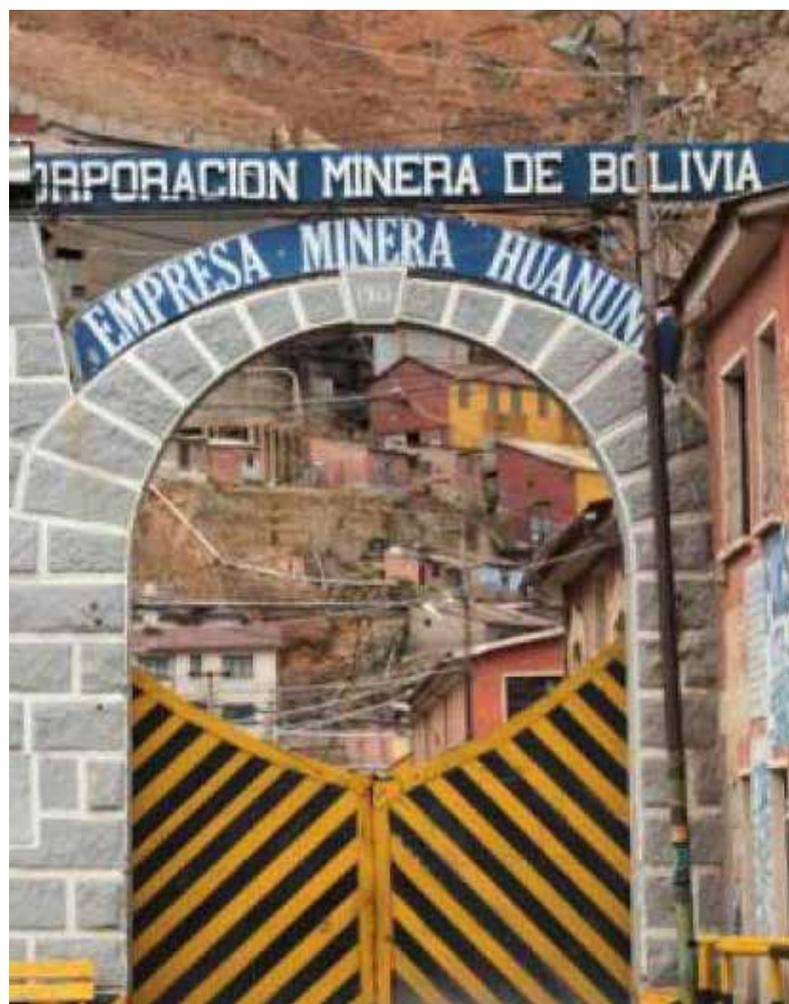
Refundación, rol estratégico, objetivos y financiamiento

Desde la restitución de las competencias productivas a la estatal Comibol, su gestión ha tropezado con innumerables problemas, de los cuales muchos tienen que ver con una confusión de roles y objetivos. La refundación de Comibol requiere definir claramente cuál es su rol estratégico y precisar si sus objetivos son generar excedentes y no ingresos. Esta claridad le permitiría convertirse en una empresa minera estatal rentable que controle todos los eslabones de la cadena productiva minero-metalúrgica, lo que le ayudaría a generar el mayor excedente para el Estado a partir de la operación técnica y la explotación sostenible de las reservas de recursos minerales.

Los excedentes que Comibol entregue al Estado deben ser destinados a cubrir las necesidades de inversión que apunten al desarrollo local y nacional; pero Comibol no debería destinar, directamente, ningún monto para financiar actividades que estén fuera de sus funciones.

La refundación de Comibol debe ser pactada con sindicatos, autoridades nacionales y otros sectores involucrados, las comunidades donde se llevan a cabo las operaciones mineras, los poblados que habitan en las cuencas afectadas por las actividades de la empresa, las autoridades municipales de los municipios donde opera la corporación y las universidades.

La refundación de Comibol debe dejar claras sus funciones y debe apuntar a la solución de sus problemas actuales: baja calidad de gestión, escasa disponibilidad de recursos humanos calificados, débil sostenibilidad de sus operaciones, limitada generación de nuevas tecnologías y nula autonomía para tomar decisiones sobre sus inversiones.



La Comibol es una organización muy compleja, pues está constituida por varias empresas productivas; y varios proyectos en desarrollo en vías de transformarse en unidades productivas. Cada empresa se maneja de manera autónoma y no obedece a las líneas de la entidad.

En el caso de Huanuni, hay una intervención directa del Ministerio de Minería y Metalurgia, e indirecta en todas las otras operaciones, de manera que los trabajadores acuden al Gobierno para conseguir financiamientos, en lugar de hacer la gestión vía la oficina central de Comibol.

La Corporación tiene una producción diversificada; explota directamente estaño, zinc, cobre y bismuto y, en sus minas, operadas por empresas y cooperativas, wólfram, plata, plomo, antimonio y otros metales menores. Prácticamente toda su producción directa se exporta como metales.

La gestión eficiente de Comibol exige la delimitación de las áreas de decisión de cada actor de la corporación, autoridades, técnicos, sindicatos; sin embargo, es imprescindible que se diseñe un mecanismo que canalice



eficientemente las voces de todos los actores y que todo funcione de manera sistémica y holística. Las políticas mineras y las exigencias del Estado a Comibol deben ser transmitidas mediante el Ministerio del sector; pero las decisiones técnicas, organizativas, laborales y de desarrollo no deben ser interferidas por el actor político.

Para que funcione como una corporación debe reestructurarse la relación de todas las partes y desvincular cada una del Ministerio y del poder político. Todas deben seguir una estrategia común y obedecer a un mando único, con políticas únicas, procedimientos y reglamentos únicos.

En cuanto a la exportación de Comibol, sólo 30.000 toneladas de concentrados de zinc de la mina de Colquiri no son transformadas en metales. Por esto, es fundamental que instale una planta que haga este trabajo. El año 2017, Comibol recibió una oferta de tecnología más amigable con el medio ambiente, que le ayudaría a recuperar los valores de todos los metales acompañantes del zinc, por los cuales, la compradora actual no paga su valor; sin embargo, el ministerio, interfiriendo con la decisión, determina llevar a cabo una inversión mucho más grande en una tecnología no probada para el zinc, altamente contaminante y que genera subproductos imposibles de comerciar.

La Comibol reservó 33.500 cuadrículas en 26 áreas en todo el territorio nacional para seleccionar futuros espacios de trabajo; la disponibilidad de recursos económicos y técnicos y la pequeña disponibilidad de talento humano determinan que prepare prospectos sobre estas áreas y busque socios externos para que lleven a cabo la exploración.

Por otro lado, la adquisición de insumos para las diferentes operaciones se realiza de manera aislada, perdiendo la ventaja de la economía de escala y siendo vulnerable ante posibles hechos de corrupción. La Comibol debe rediseñar su sistema de compras.

Contratos de Comibol con empresas y cooperativas

Después de la decisión política de paralizar las operaciones de Comibol a mediados de los años 80, varias de sus minas más importantes fueron cedidas a empresas privadas (Bolívar, Porco, San Vicente, Colquiri, Huanuni, Plahipo, las generadoras de electricidad, Karachipampa). Las de menor potencial quedaron en manos de las cooperativas mineras. Desde el año 2006, algunas de esas operaciones fueron recuperadas (Huanuni, Colquiri y Karachipampa).

Algunas de las unidades productivas más importantes (Bolívar, Porco, San Vicente y la Planta Hidrometalúrgica de Plata) son operadas por empresas privadas en virtud de contratos específicos y, en varias de sus áreas con potencial minero interesante, operan cooperativas mineras.

La asociación con las empresas privadas ha dado resultados diversos. En algunos casos, la Comibol recibió montos interesantes por la operación de sus minas, en otros, hubo momentos en que no tuvo ingresos. Con las cooperativas, la situación fue compleja y la deuda que éstas tienen con el Estado es significativa. El Gobierno ha perjudicado a la Comibol condonando las deudas de estas organizaciones y beneficiando al subsector cooperativo. En una ocasión, el monto de la deuda fue transferido a Fofim para que las cooperativas tengan un monto para prestarse y encarar nuevos proyectos, en otro, fue transferido a Comermin para que las cooperativas puedan adquirir el mineral extraído por ellas mismas, sin que sean perjudicadas, como denunciaron que ocurría con otras comercializadoras.

En ambos casos –con empresas y con cooperativas– el seguimiento al cumplimiento de los contratos es muy débil, lo que es aprovechado por las contrapartes. Esto debe modificarse y la Comibol podría generar importantes ingresos adicionales en su presupuesto.

Mientras la Comibol no supere sus actuales limitaciones, será necesario que utilice los servicios de empresas privadas para explorar y explotar sus áreas reservadas.

En todos los contratos, el mineral extraído debería ser entregado a la Comibol para que ésta lo registre a su nombre y lo comercialice o procese en sus plantas.

Todos los contratos de riesgo compartido o de arrendamiento deben ser transformados a lo que establece la norma actual, es decir, a contratos de asociación o de producción.

Los directorios en los que la Comibol tiene fuerte participación deberían ser constituidos por personal altamente calificado que asegure una verdadera fiscalización y defienda de manera eficiente los intereses del Estado.

Relación con cooperativas mineras

La relación de Comibol con las cooperativas no ha terminado; si bien éstas ya no son parte del directorio de la corporación, por la ley 845, los contratos que debían firmar con la AJAM, ahora deben ser firmados por la Comibol. La corporación exige que las cooperativas no tengan cuentas pendientes con ella para dar curso a la firma de los contratos. Esto ha generado conflictos y tensiones, y la intervención del Gobierno, nuevamente, a favor de las cooperativas.

La gran cantidad de repuestos y otros insumos –demandados por las cooperativas– que Comibol tiene en sus almacenes debería ser entregada a Fofim para que esta institución los transfiera a las cooperativas de manera onerosa. Los dineros serían transferidos a Comibol con un pequeño descuento por el trabajo realizado por Fofim.

Una vez que las cooperativas dejaron de ser parte del directorio se abrió una nueva etapa. No obstante, es recomendable que el apoyo a las cooperativas no esté a cargo de Comibol, ya que ambos actores tienen intereses divergentes, lo que constituye una fuente de conflicto.

Talento humano, investigación y desarrollo

El talento humano es el factor más importante para el desarrollo y comportamiento eficiente de cualquier empresa. En Comibol hay dos aspectos que impiden que esta institución cuente con más profesionales altamente calificados: los sueldos muy bajos y la poca disponibilidad de estas personas en el mercado, dada la pequeña inscripción de estudiantes a las carreras de ingeniería del sector.

La Comibol debería presupuestar becas de pre y postgrado para conseguir una masa crítica con visión de futuro. Por otra parte, el Gobierno debe descongelar los salarios de los/as técnicos/as que presten servicios en Comibol, de manera que haya profesionales dispuestos a dejar el sector privado para aportar al Estado con sus capacidades.

Comibol abrió su centro de investigación el año 2011, con buenos resultados, pero todavía con mucho camino por recorrer para ser el actor que aporte al desarrollo de la

corporación, como lo hizo el Instituto de Investigaciones Minero Metalúrgico antes del año 1985. Es esencial equipar a este centro con lo más moderno para agilizar su trabajo.

El país ha incursionado en la explotación del litio y pretende llegar hasta su industrialización. Para escoger el mejor camino, deben llevarse a cabo investigaciones específicas sobre tecnologías adecuadas, optimización de parámetros y comparación de estrategias.

Por otra parte, Bolivia posee un gran y rico yacimiento de hierro en el Mutún, pero también tiene un gran problema: el excesivo contenido de fósforo. Entonces, tiene que hacerse una investigación que encuentre el mejor camino para librarse de ese obstáculo al más bajo costo posible.

Estos son algunos de los campos de investigación en los que se debe desarrollar tecnología, pero hay otros más, como la recuperación del indio y su industrialización, o la recuperación de estaño de minerales solubles. Estos aspectos deben ser sujetos de investigación del centro.

Rendición de cuentas

Cada año, salvo el periodo en que tuvo pérdidas, Comibol rinde cuentas a la sociedad sobre sus resultados. Este proceso ha perdido relevancia en las últimas gestiones; pero es un camino para que la comunidad conozca los entretelones del funcionamiento de la corporación. Lamentablemente, los últimos informes se limitan a mostrar cifras de producción y ejecución de presupuesto. No se informa sobre los contratos con cooperativas y empresas, el papel de los sindicatos, la calificación del personal, situación de las deudas o eficiencia de la gestión.

La Comibol ha instaurado lo que se conoce como el control social en sus empresas productivas; pero éste está fuertemente distorsionado, ya que los trabajadores que ejercen este control han sido elegidos en las mismas planchas que los dirigentes del sindicato. Lo lógico sería que este control lo ejerza el municipio y las comunidades circundantes a las operaciones mineras.

Muchas empresas externas que podrían invertir en exploración en áreas de Comibol se quejan de la falta de información en la red sobre aspectos geológicos.

En la red tendría que estar información sobre producción diaria, evolución de costos e ingresos, calificación de personal, geología de sus prospectos, resultados de los contratos con cooperativas y empresas privadas, resoluciones del directorio, adquisición de bienes y servicios, y medioambiente.

3.2 EXPLORACIÓN

En el suelo boliviano hay una amplia variedad de minerales y se debe hacer una exploración para determinar la cantidad. Entre el descubrimiento de nuevos yacimientos y la explotación puede pasar entre 20 y 25 años, es decir, desde identificar una anomalía en el terreno hasta la comercialización de los metales.

En minería se considera que hay una reserva cuando es económica, social y medioambientalmente explotable, y hay una técnica para poder explotarla.

En octubre de 2012, Comibol determinó 26 áreas que hacen un total de 33.564 cuadrículas para su exploración, ubicadas en Santa Cruz, Beni, Pando, La Paz, Oruro y Potosí. El Estado tiene los equipos, maquinarias y laboratorios para explorar, pero faltan recursos.

En el caso del Mutún, no puede considerarse una reserva en este momento, aunque se estime que haya 40 mil millones de toneladas de reserva, que puede ser cierto; pero no hay caminos para sacar el mineral, no hay una tecnología para separar el fósforo que contiene el hierro. Si en este momento se hace la extracción, el costo de explotar, más el costo de transporte podrían ser superiores al valor del hierro; en esas condiciones, no puede ser considerada una reserva.

En el país se conoce dónde habría minerales, están identificadas las franjas del zinc, del estaño, del cobre, de las zonas auríferas y de la plata.

En esos sectores, las empresas privadas, el Estado y las cooperativas han pedido áreas para trabajar. Puede ser que en algunas zonas estén realizando exploración para determinar la cantidad de mineral existente.

El año 2006, el Tribunal Constitucional emitió la resolución N° 32, la cual ha roto la cadena normal de descubrimiento de yacimientos en el sector minero, porque el Código de Minería, normado por la Ley N° 1777, decía que se podría vender las minas, transferir derechos o hipotecar; entonces, el Tribunal Constitucional ha señalado que los yacimientos son del Estado y no se puede transferir ni heredar, y ha declarado inconstitucionales los artículos de ese Código, además de dar un plazo al Parlamento para que realice una propuesta alternativa; entonces, en mayo de 2007 ha caducado la opción de vender transferir o heredar yacimientos, medida que ha entrado en vigencia recién en mayo de 2008.

El descubrimiento de un buen yacimiento tiene riesgo y costos altos. Lo que ocurre en todo el mundo es que esos costos y riesgos están distribuidos entre varios operadores. En nuestro país, esto es responsabilidad de un solo actor por la imposibilidad de comprar y vender minas; aunque, últimamente, los operadores ya se ha dado modos para violentar esta medida constitucional.



El Estado está a cargo de la exploración. Una opción que maneja Comibol, en las áreas reservadas a su nombre, es hacer contratos de exploración con una empresa, proponiéndole que si no tiene resultados no obtiene retorno de sus gastos; pero si encuentra algo interesante, tiene la prioridad para hacer la explotación, con una distribución de utilidades 45% para el privado y 55% a favor del Estado; entonces, puede recuperar el costo de la exploración durante la explotación.

Los contratos que puede firmar Comibol con empresas privadas tienen que ser reglamentados. La norma exige que la Comibol retenga el 55% (por lo menos) de las utilidades; pero esto también debe ser diferenciado porque; por ejemplo, si en una mina hay caminos, viviendas, un ingenio construido, ahí la Comibol debería retener hasta un 70%; pero si se comienza de cero, el porcentaje debería ser diferente. En octubre de 2016, la Ley N° 845, que modifica parcialmente la Ley N° 535, estableció la posibilidad de que Comibol firme contratos de producción. En estos contratos ya no se cobra sobre las utilidades, sino sobre el valor bruto de ventas.

A las cooperativas se cobra el 3% sobre el valor bruto de ventas. A las empresas se podría cobrar entre 4 y 10% sobre el valor bruto de ventas; pero eso es negociable, no está establecido en una escala específica, ni en la ley ni en el decreto reglamentario.

En estas condiciones, hay empresas interesadas en el país que escogen esta modalidad de relación y no el contrato de asociación con porcentajes de 45-55%; entonces, prefieren el contrato de producción y proponen 4% o 5%, pero, si

es poco, asignan un monto adicional como pago mensual; eso no está establecido, pero las empresas ofrecen para ingresar a la actividad. Comibol debe reglamentar las condiciones; más aún, considerando las facultades que tiene para firmar contratos de asociación o producción.

Antes de la vigencia de la Ley N° 535, Comibol firmaba dos tipos de contrato, uno de riesgo compartido y otro de arrendamiento; el de riesgo compartido era, prácticamente, un contrato de asociación.

En arrendamiento, cobraba a las cooperativas 1%, a empresas chicas entre 5% y 10% y a las más grandes hasta 20% del valor neto de ventas. El valor bruto es el valor total de los minerales, el neto es el monto que recibe el operador en la venta del mineral⁴.

Todo operador paga 5% del valor bruto de ventas del mineral como regalía cuando se trata de minerales como zinc, plomo, estaño, bismuto, antimonio o wólfram; para la plata es 6% y para oro es hasta 7%, aunque la mayoría de la producción de oro paga sólo 2,5%. De ese monto que recibe la gobernación, 10% destina a exploración en su territorio y debe contratar a la estatal Sergeomin para cumplir ese mandato. Si las regalías están alrededor de 150 millones de dólares, 10% se destina a exploración; es decir, unos 15 millones de dólares. Esa es la exploración formal del Estado. Para encontrar un buen yacimiento se necesitan aproximadamente 100 millones de dólares.

⁴ El valor neto de un mineral es el valor bruto menos los descuentos que aplica el comprador. Los descuentos se deben a la calidad del concentrado y a lo que gastará el comprador para extraer el metal del mineral.

El parámetro para determinar cuánto se tiene que gastar en exploración es definido por la profundidad de la perforación; cada metro lineal perforado cuesta aproximadamente 150 dólares; para encontrar un yacimiento pequeño se perforan 40 mil metros, con un costo de 6 millones de dólares. Después, las muestras extraídas hay que cortarlas, molerlas y hacerlas analizar; en ese proceso, la inversión inicial casi se duplica.

Para un yacimiento grande se perforan 200 mil metros, lo que implica una inversión que se acerca a 100 millones de dólares. Entre los gastos operativos figuran la construcción de galpones de almacenamiento de las muestras, caminos, terraplenes, estructuras para exploración y el pago de los análisis químicos.

Potosí recibe alrededor de 100 millones de dólares anuales de regalías y destina a exploración el 10%, que son 10 millones de dólares. La Paz recibe 30 millones de los que 3 millones destina a exploración; Oruro recibe 20 millones, 2 millones para exploración y Beni recibe 15 millones, 1,5 para exploración. Cada gobernación invierte esos dineros dentro de su territorio, es decir, los 15 millones de dólares que destina el Estado a exploración, están dispersos y es, por tanto, poco probable que se encuentre un buen yacimiento.

Por su parte, la Comibol destina unos 4 millones de dólares de su presupuesto anual para exploración.

La Comibol preparó unos prospectos de las 26 áreas, las que están siendo ofrecidas. La ventaja es que la entidad

estatal ya hizo la prospección o exploración superficial, ya ha profundizado en cada una de estos lugares y tiene una cierta certeza de que hay mineral. Se han recibido manifestaciones de interés desde Canadá y China.

En el caso del litio, para fabricar baterías también se necesita cobalto. Comibol tiene dos áreas donde hay ese mineral, pero se debe explorar, desarrollar y preparar la mina para poder explotar. Se ha publicitado esas áreas y ya hay interés en la actividad.

En las condiciones actuales, se estima que a la actividad minera le quedan unos 20 años más sin descubrir nuevos yacimientos.

Huanuni y Colquiri son minas grandes. Se calcula que Huanuni puede seguir operando por otros 15 años, Colquiri es una mina rica y podrá explotar las reservas por 30 años más; pero las mejores vetas se han entregado a las cooperativas. Corocoro también es una buena mina, pero al ritmo de su producción no durará mucho tiempo. Inti Raymi ya ha terminado su ciclo, así como la mina de Orvana. En cambio, San Vicente, explotada por una empresa canadiense, puede tener otros 15 años de actividad.

Con referencia al sector aurífero, las operaciones aluviales tienen recursos "renovables". Como provienen del arrastre del lecho del río, cada vez que se paralizan las operaciones por las lluvias, el río recarga el oro en las áreas de explotación arrastrando el metal desde la cordillera.



3.3 EXPLOTACIÓN

Los años 2015 y 2016 marcaron un momento crítico de la minería boliviana por la bajada de los precios de los minerales, la respuesta de los operadores fue aumentar la producción para mantener su nivel de ingresos, a costa del Estado.

Los años 2016 y 2017, subió el volumen de la producción. El último año, algunos minerales registraron un incremento de precios que varió entre 20 y 50%.

Durante el primer semestre de 2018 el ritmo de producción se mantuvo acelerado; pero los precios de los minerales volvieron a caer, desde el 10 de julio, aproximadamente entre 10 y 25%.

Solo los minerales explotados por el Estado han mantenido o disminuido el volumen de producción.

Como ocurre en otros sectores del mercado, cuando el precio está alto baja la producción para mantener ese valor. Actualmente, en el mercado internacional, hay especuladores que compran mineral cuando el precio está bajo y cuando empiezan a subir venden lo que lograron acumular.

Principales actores

El 99% del oro que se explota en Bolivia proviene de yacimientos que están en manos de cooperativas; algunos de ellos están ilegalmente asociadas a empresas privadas.

La producción de zinc y plomo está, en su mayoría, a cargo de la empresa privada, con predominio de la empresa San Cristóbal.

El Estado es productor de estaño, con sus minas de Huanuni y Colquiri que, entre ambas, concentran casi el 70% de producción.

En cobre, hasta el año 2017 la producción mayoritaria correspondía a la empresa privada, pero la mina de Orvana está agotando su yacimiento. En segundo lugar, está la estatal Comibol, con la producción de Corocoro.

El bismuto es producción estatal y el wólfram está a cargo del sector privado. Varias empresas se volvieron cooperativas porque éstas no pagan impuestos, reciben beneficios del Gobierno y tienen presencia en los poderes Legislativo y Ejecutivo.

Explotación de minerales por actores productivos mineros. Primer trimestre 2018⁽¹⁾
(En kilos y dólares americanos)

DESCRIPCIÓN	UNID.	MINERÍA ESTATAL		MINERÍA PRIVADA		COOPERATIVAS		TOTAL	
		CANTIDAD	VALOR ⁽⁴⁾	CANTIDAD	VALOR ⁽⁴⁾	CANTIDAD	VALOR ⁽⁴⁾	CANTIDAD	VALOR ⁽⁴⁾
Zinc	K.F.	2.951.810	10.112.350	99.940.893	340.926.031	12.972.258	44.215.265	115.864.961	395.253.646
Estaño	K.F.	2.692.972	56.981.225	1.046.732	21.797.856	634.923	13.442.872	4.374.627	92.221.954
Oro ^{(2) (5)}	K.F.	2	100.153	26	1.102.365	3.423	146.704.428	3.451	147.906.946
Plata	K.F.	-	-	269.305	144.966.199	26.135	14.047.120	295.439	159.013.320
Antimonio	K.F.	-	-	398.022	3.309.921	324.924	2.678.910	722.945	5.988.830
Plomo	K.F.	-	-	22.601.070	56.870.680	2.579.375	6.562.204	25.180.445	63.432.884
Wólfram	K.F.	-	-	48.095	827.409	344.680	5.918.822	392.774	6.746.231
Cobre	K.F.	458.231	3.187.268	1.219.144	8.504.468	47.153	328.499	1.724.528	12.020.235
Hierro	K.N.	16.467.684	1.011.258	-	-	-	-	16.467.684	1.011.258
Subtotal	K.F.	22.570.699	71.392.255	125.523.286	578.304.930	16.932.869	233.898.120	165.026.854	883.595.305
Ulexita	K.N.	-	-	24.601.130	5.562.741	1.396.685	164.358	25.997.815	5.727.100
Ácido bórico	K.N.	-	-	2.913.350	1.279.772	-	-	2.913.350	1.279.772
Cloruro potasio	K.N.	-	-	-	-	-	-	0	0
Carbonato de litio	K.N.	56.330	5.070	-	-	-	-	56.330	5.070
Baritina	K.N.	-	-	16.057.000	2.893.660	-	-	16.057.000	2.893.660
Amatista	K.N.	-	-	42.525	260.845	-	-	42.525	260.845
Ametrino	K.N.	-	-	150	180.953	-	-	150	180.953
Otros ⁽³⁾	K.N.	-	-	2.962.195	1.869.294	-	-	2.962.195	1.869.294
Subtotal K.N.		5.633	507	46.576.350	12.047.265	1.396.685	164.358	48.029.365	12.216.693
Valor total		22.627.029	71.397.325	172.099.636	590.352.195	18.329.554	234.062.478	213.056.219	895.811.998
% participación		11%	8%	81%	66%	9%	26%	100%	100%

(1): Cifras preliminares

(2): Cifra estimada al primer trimestre, debido a que el SENARECOM no proporcionó la información.

(3): Incluye sal, yeso, arcilla, piedra, muestras, residuos, cenizas, desperdicios, desechos, chatarras y los demás materiales o minerales no expresados ni comprendidos en las partidas descritas.

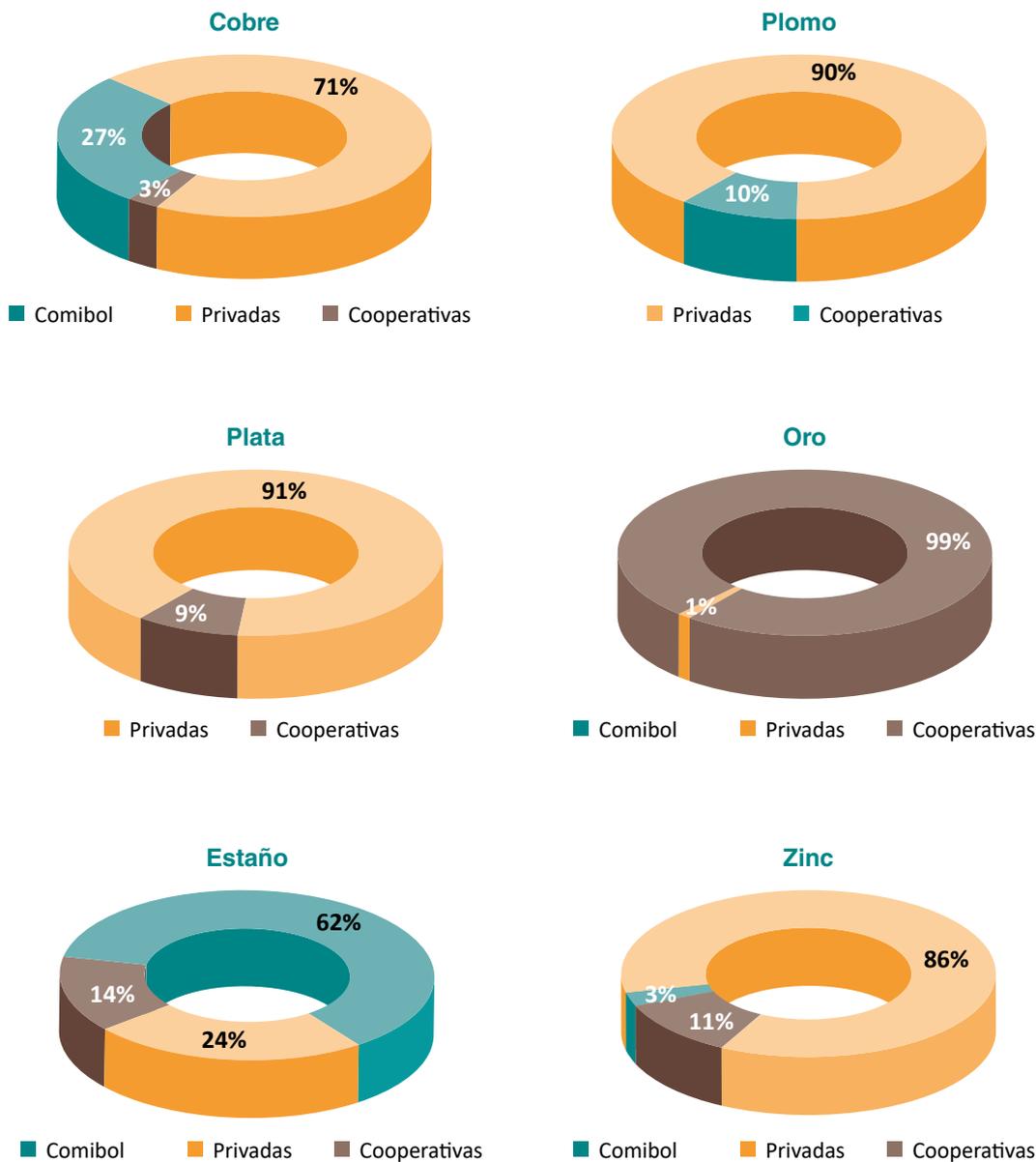
(4): Valor calculado con base en el precio promedio anual para cada mineral.

(5): Las cifras de oro de la minería privada corresponden a informes de producción de las empresas Manquiri y Emipa.

Fuente: Informes de producción de Comibol, Empresa Metalúrgica Vinto, Minería Mediana, FENCOMIN, SENARECOM y Registros de Exportaciones.
Elaboración: Unidad de Análisis y Política Minera

Ministerio de Minería y Metalurgia

GRÁFICO N° 24
Explotación de minerales por actores



Departamentos productores

El departamento de Bolivia de donde más se explota es Potosí, con todos los minerales, siendo el más importante el zinc, después están la plata, plomo, estaño, cobre, bismuto, wólfram, antimonio y litio, además de las minas de cobalto, manganeso y uranio, de este último, el yacimiento está en la frontera entre Oruro y Potosí.

El segundo departamento con mayor explotación de riqueza mineral es La Paz, por el oro, con una producción

de alrededor de 1.300 millones de dólares. El zinc genera 1.200 millones y la plata, 1.000 millones. Beni disputa el volumen de producción con Oruro, por la actividad aurífera aluvial y la mina San Simón.

Santa Cruz tiene, además de oro, diamantes, bolivianita, piedras semipreciosas y hierro del mutún y, a corto plazo, será más importante que Oruro.

Producción por departamento. Primer trimestre 2018⁽¹⁾ (En kilos y dólares americanos)

DESCRIPCIÓN	CHUQUISACA		LA PAZ		COCHABAMBA		ORURO		POTOSÍ		TARUA		SANTA CRUZ		BENI		PANDO		TOTAL	
	CANT.	VALOR	CANTIDAD	VALOR	CANTIDAD	VALOR	CANTIDAD	VALOR	CANTIDAD	VALOR	CANT.	VALOR	CANTIDAD	VALOR	CANT.	VALOR	CANT.	VALOR	CANTIDAD	VALOR
Zinc	847.159	2.861.027	6.458.800	21.910.105	284.289	961.483	7.901.642	27.094.666	100.373.071	342.426.365	-	-	-	-	-	-	-	-	115.864.961	395.253.646
Estaño	-	-	1.488.243	31.384.381	-	-	2.034.101	43.030.640	852.283	17.806.933	-	-	-	-	-	-	-	-	4.374.627	92.221.954
Oro ⁽²⁾	-	-	2.226	95.409.977	39	1.689.310	4	169.526	24	1.014.301	-	-	33	1.434.835	1.115	47.794.439	9	394.556	3.451	147.906.946
Plata	1.327	715.894	2.809	1.507.990	1.092	589.520	25.858	13.946.726	263.813	141.960.597	-	-	540	292.594	-	-	-	-	295.439	159.013.320
Antimonio	-	-	60.689	500.788	-	-	30.889	257.531	631.367	5.230.512	-	-	-	-	-	-	-	-	722.945	5.988.830
Plomo	86.454	214.324	752.641	1.921.283	858.887	2.180.749	1.290.697	3.285.503	22.191.767	55.831.026	-	-	-	-	-	-	-	-	25.180.445	63.432.884
Wólfam	-	-	197.309	3.385.759	144.434	2.479.628	-	-	51.031	880.844	-	-	-	-	-	-	-	-	392.774	6.746.231
Cobre	-	-	507.133	3.527.954	-	-	131.762	906.318	524.490	3.651.299	-	-	561.142	3.934.664	-	-	-	-	1.724.528	12.020.235
Hierro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.467.684	1.011.258	-	-	-	-	16.467.684	1.011.258
Ulexita	-	-	-	-	-	-	-	-	25.997.815	5.727.100	-	-	-	-	-	-	-	-	25.997.815	5.727.100
Ácido	-	-	-	-	179.000	71.380	-	-	2.913.350	1.279.772	-	-	-	-	-	-	-	-	3.092.350	1.351.152
Bórico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbonato	-	-	-	-	-	-	-	-	56.330	5.070	-	-	-	-	-	-	-	-	56.330	5.070
De litio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baritina	-	-	-	-	11.502.000	2.281.770	4.555.000	611.890	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.057.000	2.893.660
Amatista	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.525	260.845	-	-	-	-	42.525	260.845
Ametrino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150	180.953	-	-	-	-	150	180.953
Otros ⁽³⁾	-	-	1.163.312	177.517	176.000	46.880	656.900	248.404	325.000	63.609	47.000	38.980	414.983	1.222.524	-	-	-	-	2.783.195	1.797.914
Total valor \$us	93.494	3.791.245	10.633.162	159.725.753	13.145.741	10.300.720	16.626.854	89.551.203	154.180.340	575.877.427	47.000	3.898	17.487.058	8.337.674	1.115	47.794.439	9	394.556	213.056.219	895.811.998

Metales estratégicos

El país tiene el yacimiento más grande de litio en el mundo, éste es considerado como uno de los metales estratégicos.

El bismuto es un metal escaso en el ámbito mundial y Bolivia es uno de sus principales productores; aunque en poca cantidad. El bismuto se usa en microelectrónica, cosmética y medicina.

El uranio también es demandado, pero los yacimientos en el país son pequeños.

El estaño es uno de los siete minerales estratégicos en el mundo, además del oro, porque es esencial para la electrónica de celulares, de computadoras con pantalla táctil y otros equipos.

Los otros son cobalto, coltan (colombita y tantalita) que se usa en las antenas de los celulares y el indio que aliado con el estaño son la base de las pantallas táctiles. Luego está el wólfram, que por su alta resistencia y fundición a elevada temperatura es empleado en la fabricación de balas anti-tanque o en los cobertores de naves que salen de la atmósfera. En el mundo se producen 40.000 toneladas anuales, de las cuales Bolivia provee 1.600 toneladas.



3.4 METALURGIA

La extracción del metal de los minerales se la realiza mediante la pirometalurgia o la hidrometalurgia. La primera consiste en provocar la reducción del metal con reacciones químicas que se llevan a cabo a altas temperaturas; mientras que la segunda separa el metal mediante una lixiviación selectiva que disuelve, casi exclusivamente, el metal de interés que luego es depositado por procesos electrolíticos.

En Bolivia, el Estado es casi el único que hace metalurgia, hay algunas pocas iniciativas privadas que se suman al esfuerzo estatal. En Oruro hay una fundición antigua que se llama Omsa (Operación y Metalurgia Sociedad Anónima) que es la precursora de las fundiciones de estaño en el país.

Otra planta que es de Comibol –Planta hidrometalúrgica Potosí– está en contrato con la empresa privada (Manquiri).

Comibol tiene una fundición de bismuto en Telamayú, otra de antimonio en Vinto, una fundición de estaño en Vinto, una empresa hidrometalúrgica de cobre en Corocoro, una planta de fundición de plomo y plata en Karachipampa.

Tiene otra fundición de acero en Catavi y otra similar en Pulacayo, además de la Empresa Minera Capuratas, encargada de la producción de azufre.

Ha empezado a funcionar la planta de obtención de sales de potasio en el salar de Uyuni y está en construcción la planta del procesamiento del carbonato de litio.

El principal metal de exportación de Bolivia es zinc, se exporta 1 millón de toneladas de concentrados con unas 500 mil toneladas de contenido metálico; eso no se procesa en Bolivia, perdiendo participación en la cadena de valor.

El segundo en volumen es el plomo, con una producción de unas 200 mil toneladas de concentrados por año. La planta de Karachipampa tiene capacidad para procesar apenas 51 mil toneladas.

La plata, otro metal importante, se procesa en Karachipampa y Manquiri; pero la mayor cantidad es exportada como mineral por la empresa San Cristóbal. De lo que exportan las empresas Glencore e Illapa de las minas Bolívar y Porco, 80% de la plata se va como mineral y solo 20% es procesada en el país.

En cambio, el cien por ciento del cobre explotado por Comibol se exporta como metálico.

Comibol exporta casi toda su producción como metal; por tanto, recibe 100% del valor del metal; en cambio San Cristóbal se hace descontar hasta un 40% del valor del metal, Glencore entre 20 y 30%, lo que implica transferir una parte de la riqueza a otros países.

El año pasado, Comibol buscó una tecnología internacional para obtener el zinc metálico y recuperar todos sus acompañantes, pero se ha presentado cierta oposición interna.

Esta tecnología que consiguió Comibol es amigable con el medio ambiente, no hay desecho, no hay desmonte, el consumo de energía es mínimo y se reciclan todos los líquidos que se recuperan. Los técnicos de Comibol vieron cómo funcionaba esta tecnología y se convencieron de que era la mejor alternativa para resolver los problemas económicos y de rendimiento para los minerales complejos de zinc; pero intereses de diverso tipo obstaculizan la instalación de una planta con esta tecnología. Ya lo dijeron los coreanos hace unos años que el zinc que compran como concentrado, de Bolivia, allí genera 25 000 empleos y que, por tanto, veían imposible apoyar a Bolivia en su proyecto de procesar el zinc en el país.

Para un mejor aprovechamiento de la minería, se deberían tener plantas metalúrgicas para el zinc, plomo y plata. Karachipampa apenas cubre una cuarta parte de la producción.

COMIBOL lanzó cuatro licitaciones internacionales sin obtener respuesta alguna, porque afecta intereses económicos. Un millón de toneladas vale aproximadamente 1.500 millones de dólares por año, de los cuales se quedan en el país 750 millones.

Karachipampa también tuvo un boicot para que no funcione, lo mismo sucedió con la fundidora de Vinto, donde incluso hubo muertos. Después de poner en funcionamiento esa planta se cerró una fundición en Texas, otra en Holanda y otra más en Inglaterra; todas requerían el mineral boliviano.

Al exportar sólo concentrados, también se exporta bienestar, empleos y riqueza.

El 2016, a Comibol le pagaron solo 23% del valor del zinc de Colquiri, con 77% de descuento. En cambio, cuando se llega al nivel metalúrgico, como el caso del estaño que se vende en lingotes, le pagan el cien por cien del valor, entonces se genera empleo en el país con un efecto multiplicador, por el uso de carbón vegetal, cal y otros, lo que genera empleo adicional.

La decisión gubernamental de proponer que empresas externas instalen la tecnología y construyan las plantas con sus inversiones no ha dado resultado. El Estado está en condiciones de asumir esa inversión y contratar a una empresa que asuma el proyecto, por ejemplo, para procesar el zinc.

En el caso del litio, el Banco Central de Bolivia otorgó un crédito de casi 1.000 millones de dólares para el procesamiento, en 10 años se ha ejecutado el 20% de esos recursos. De haberse dado un trato similar al zinc, en la actualidad se hubiesen estado procesando 400 mil toneladas de concentrados, con ingresos adicionales para el Estado estimados en 500 millones de dólares anuales.

Metales y concentrados exportados

Bolivia exporta como metal casi la totalidad del estaño, cobre, bismuto y oro, y una parte de la plata.

En cambio, exporta como mineral zinc, plomo, plata, antimonio y hierro, principalmente.



3.5 COMERCIALIZACIÓN

Las grandes empresas privadas y del Estado tienen sus propios mecanismos para exportar sus productos; las pequeñas y las cooperativas entregan su producción a empresas comercializadoras que se encargan de armar productos, combinando los aportes de cada uno de los vendedores antes de exportar.

De todos los eslabones de la cadena del sector minero-metalúrgico, la comercialización es el que corre menos riesgos y reporta más ganancias. El control sobre esta etapa del negocio minero lo efectúa el Senarecom; pero en condiciones todavía limitadas. La mayor dificultad se observa en el comercio del oro.

Todavía rigen condiciones establecidas en el D. S. 21060 y la comercialización es libre. El año 2017, en octubre, el Gobierno intentó poner freno al comercio irregular del oro mediante la resolución ministerial 165 que determina, entre otros, dos puntos determinantes, que cada cooperativa aurífera no puede comerciar más de 30 kg de oro al mes y que sólo una persona, expresamente delegada, puede vender toda la producción de la cooperativa. Si se cumplen estas medidas, habrá un efecto positivo sobre el control del flujo del oro dentro y hacia fuera del territorio.

Prácticamente, todo el mineral que se extrae es exportado. En la tabla anterior y gráficas se observan los países de destino de la producción en los últimos años. El principal destino es India, lo que implica que se desplazó a

Relación comparativa de cantidad y valor de las exportaciones minero - metalúrgicas Primer trimestre 2017 - 2018^(p) (En toneladas métricas finas y miles de dólares americanos)

Minerales	TMF				Miles de \$us			
	2017 ⁽¹⁾	2018 ⁽¹⁾	Diferencias		2017 ⁽¹⁾	2018 ⁽¹⁾	Diferencias	
			Absoluta	Relativa %			Absoluta	Relativa %
Zinc	108.320	114.065	5.745	5,30	295.324	388.551	93.226	31,57
Estaño	3.678	3.218	-460	-12,51	74.497	67.008	-7.490	-10,05
Oro	4.4	6.5	2.1	48,88	169.341	276.899	107.558	63,52
Plata	307	287	-20	-6,46	168.687	154.410	-14.276	-8,46
Antimonio	676	723	47	6,98	5.150	5.965	814	15,81
Plomo	24.120	24.653	533	2,21	54.021	62.612	8.591	15,90
Wólfram	356	393	36	10,23	3.780	6.746	2.966	78,46
Cobre	1.979	1.474	-504	-25,50	11.247	10.340	-907	-8,06
Ulexita	41.230	25.998	-15.232	-36,94	8.703	5.727	-2.976	-34,19
Otros	31.849	38.463	6.614	20,77	4.803	7.842	3.039	63,26
Total	212.518	209.280	-3.238	-1,52	795.555	986.100	190.545	23,95

(p): Preliminar.

(1): Valor Bruto de Exportación: Incluye los gastos de realización, costos operativos e impuestos. Fuente: Declaración del Exportador DEX - Aduana Nacional.

Elaboración: Unidad de Análisis y Política Minera. Ministerio de Minería y Metalurgia.

China, Corea, Estados Unidos y Europa. La razón es que la producción aurífera se va a ese país. Los otros minerales mantienen sus mercados habituales.

Robo de minerales

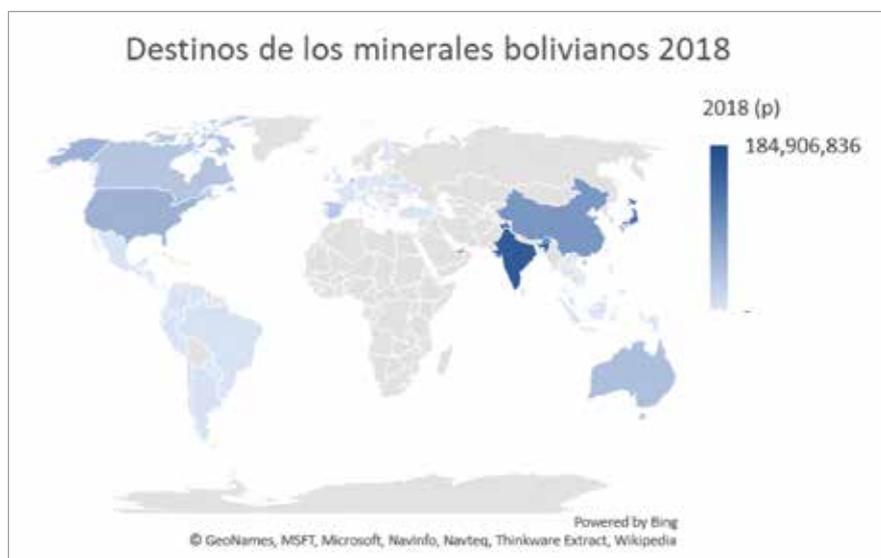
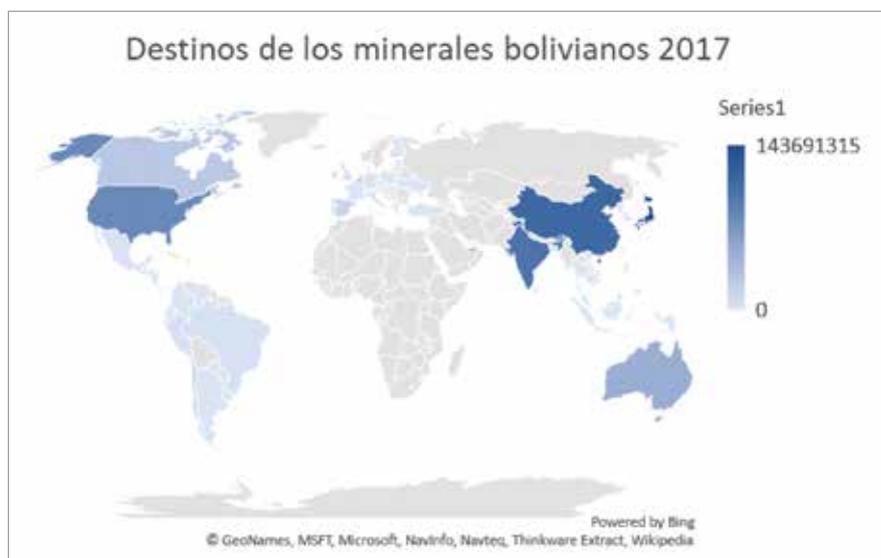
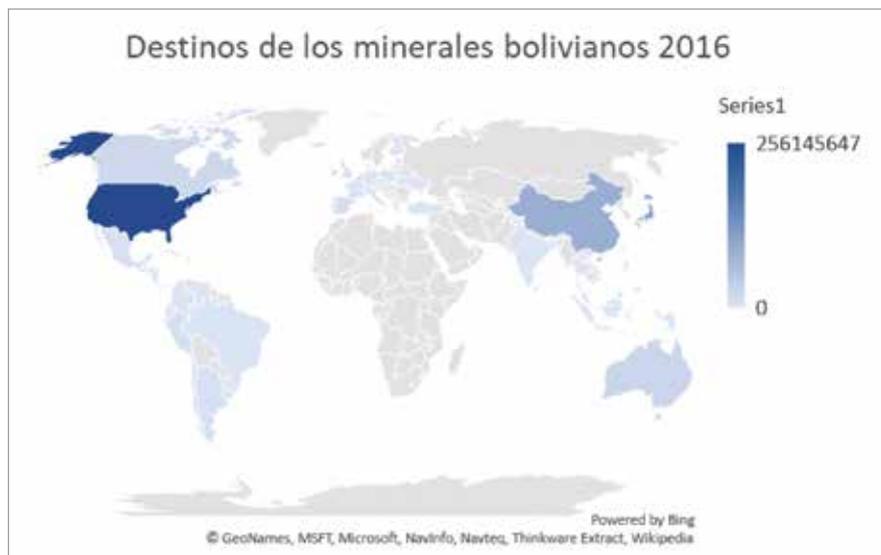
En agosto de 2018, el Gobierno promulgó la Ley N° 1093 que incorpora en el Código Penal los delitos de hurto, robo o receptación proveniente de delitos vinculados a la sustracción de minerales, con sanciones de uno a 10 años de prisión.

Siendo el pueblo boliviano el dueño de los minerales, es el mayor afectado por el robo. Esta ley estaría reconociendo, implícitamente, que el operador se hace dueño del mineral.

En esta práctica, habría una complicidad entre algunos mineros y los ladrones, lo que hace compleja su detección. Por otra parte, si no hubiera quién compre el mineral, no habría la sustracción.

Todas las comercializadoras deben tener una licencia otorgada por la autoridad que administra el sector. Si alguna de estas instituciones compra mineral obtenido ilegalmente, hay complicidad y, además, la entidad que controla el comercio de minerales no estaría haciendo su trabajo. Los comercializadores también estarían incurriendo en contrabando, de modo que la Aduana tampoco estaría cumpliendo un papel. Con la norma no se ataca la causa.

Según el Gerente de la empresa estatal Huanuni, el robo de mineral representa una pérdida de 24 millones de dólares al año. Por la quinta parte de ese monto se puede instalar equipamiento moderno para controlar esta actividad, teniendo a favor que cada mineral tiene características específicas para detectar su procedencia.



Valor de las exportaciones minero - metalúrgicas por continentes y países de destino
Primer trimestre 2018^(P)
 (En dólares americanos)

CONTINENTE/PAÍS	ENERO - MARZO	PARTICIPACIÓN EN %
AMÉRICA	119.519.298	12,12
Estados Unidos	59.531.695	6,04
Canadá	38.260.034	3,88
Chile	8.812.110	0,89
Argentina	3.955.401	0,40
Brasil	3.649.193	0,37
Colombia	2.240.537	0,23
Perú	1.334.189	0,14
México	1.129.413	0,12
Costa Rica	260.987	0,03
Ecuador	137.972	0,01
Paraguay	76.122	0,01
Honduras	67.045	0,01
Nicaragua	22.856	0,00
Uruguay	14.580	0,00
Guatemala	13.904	0,00
El Salvador	13.260	0,00
ASIA	668.170.326	67,76
Rep. Corea del Sur	184.906.836	18,75
India	161.114.635	16,34
Japón	139.774.061	14,17
China	90.245.504	9,15
Emiratos Árabes Unidos	89.331.574	9,06
Hong Kong	1.242.510	0,13

CONTINENTE/PAÍS	ENERO - MARZO	PARTICIPACIÓN EN %
Malasia	672.000	0,07
Singapur	326.579	0,03
Vietnam	287.034	0,03
Tailandia	114.761	0,01
Taiwán	70.756	0,01
Indonesia	62.000	0,01
Bangladesh	12.808	0,00
Sri Lanka	9.268	0,00
EUROPA	153.593.080	15,58
Países Bajos	68.677.520	6,96
Bélgica	46.532.462	4,72
España	33.006.133	3,35
Italia	1.967.405	0,20
Turquía	1.651.835	0,17
Austria	781.417	0,08
Rusia	567.279	0,06
Alemania	294.443	0,03
Grecia	71.475	0,01
Reino Unido	38.712	0,00
Suiza	4.400	0,00
OCEANÍA	44.817.113	4,55
Australia	44.799.383	4,54
Nueva Zelanda	17.730	0,00
VALOR TOTAL	986.099.817	100,00

3.6 INDUSTRIALIZACIÓN

Se denomina erróneamente industria minera; pero la industria transforma y genera productos. En minería no se hace nada más que sacar el mineral y separar de la tierra.

La cadena de la metalurgia es una semiindustrialización, que es el primer paso para la obtención de los metales, luego hay que añadir valor a esos metales. En Bolivia todavía no se industrializa. La principal salida a la industria es la producción del salar, de allí se obtiene el potasio y se le añade valor agregado para llegar a las sales de potasio, que es un paso básico.

El 2016 se anunció que el proyecto sobre el litio consistía en la industrialización de las salmueras y que cambiaría la historia caracterizada por la exportación de materias primas; pero en agosto de 2018, las autoridades anunciaron que una parte del litio será exportado como recurso natural. “Ya producimos carbonato de litio, en los siguientes años vamos a exportar carbonato de litio, litio metálico, hidróxido de litio, hidróxido de magnesio, cátodos, baterías de litio, además de sales de potasio a Europa y Asia”, anunció el vicepresidente, Álvaro García Llerena, en su discurso, durante el aniversario patrio.

El gerente de la estatal Yacimientos del Litio Boliviano (YLB), Juan Carlos Montenegro, declaró: “Hemos recibido algunas ofertas para entrar en asociación con plantas de batería fuera de Bolivia. Es probable que, en algún momento, además de contar con una industria de baterías hechas en Bolivia, también podamos tener presencia empresarial en plantas de baterías que están fuera del país, principalmente en Asia. Hay muchas empresas interesadas en garantizar la provisión de carbonato de litio o hidróxido de litio para sus plantas de baterías... Si se da la oportunidad, los ingresos que se generen serán mayores y en beneficio del Estado”.

Con el estaño y el indio se podrían hacer aleaciones para usarlas en las pantallas de teléfonos, pero se tiene que acceder a la tecnología para su industrialización. Otro campo potencial es en el zinc, del que se obtiene sulfato de zinc y amonio, fertilizante que cuesta dos veces más que el zinc, también se obtiene azufre elemental que se usa en medicina.

Se podría hacer papel estañado y soldaduras de estaño para celulares. La tonelada de estaño cuesta 18 mil dólares y la tonelada de soldadura basada en estaño puede subir a 30 mil dólares.

Entre el estaño y el cobre se obtiene el bronce, la aleación entre esos dos cuesta tres veces más que los dos juntos. Y si se hacen llaves de bronce, pernos y tuercas el valor se multiplica por 10. El alambro del cobre sube su valor por 1,25 veces, y todos esos procesos no son complejos; pero para el sector minero no ha sido prioritaria la industrialización.

Producción de minerales metálicos por actores. Primer trimestre 2018⁽¹⁾

(En kilos finos)

FUNDICIONES	ESTAÑO	ORO ⁽²⁾	PLATA	COBRE	ANTIMONIO	ALEACIONES	TOTAL
Primer trimestre	3.857.882	3.451	35.573	699.412	679.125	230.763	5.506.206
Estatal	2.901.845	-	212	458.231	-	-	3.360.288
Privadas ⁽³⁾	956.037	3.451	35.361	241.181	679.125	230.763	2.145.918

(1) Cifras preliminares

(2) Base de Datos del Senarecom Form. M-02, incluye producción de empresa mediana.

(3) Corresponde a 98% de producción del actor productivo minero cooperativo. Fuente: Informes de Producción.

Elaboración: Unidad de Análisis y Política Minera Ministerio de Minería y Metalurgia.

3.7 RENTA MINERA

La renta minera proviene de tres fuentes –patentes mineras, impuestos y regalías– de las cuales dos son las más importantes: impuestos y regalías que, en los últimos años, han representado cerca de 9% del valor del mineral extraído de la tierra.

Para la mayor parte de los metales, la regalía minera es 5% del valor del metal; para la plata es 6% y para el oro, 2,5%, salvo el caso de yacimientos de primer nivel.

El valor de los metales extraídos durante el primer trimestre de 2018 asciende a 895,81 millones de dólares. Las regalías que se han pagado por estos metales ascienden a 44,73 millones, representando 5% del valor.

Renta minera vs. valor del mineral (En porcentaje)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total renta	10.76	11.01	8.84	8.27	7.57	7.96	12.87	8.76
Total regalías	4.57	4.29	3.37	3.93	4.56	4.69	4.69	4.54
Total Impuestos	6.03	6.60	5.35	4.19	2.85	3.00	7.94	4.04
Total patente	0.16	0.12	0.12	0.15	0.16	0.27	0.24	0.18

Fuente: Elaboración propia a partir de información del Ministerio de Minería y Metalurgia

La renta minera oscila alrededor de 9% del valor bruto de ventas de los minerales. Es decir, más de 90% del valor de la riqueza de los bolivianos queda en manos privadas, ya sea como salarios, compra de insumos, utilidades, costo de fundición o realización; esta distribución es injusta.



Regalías recibidas por departamento (En \$us)

Depto.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	Gobernación	Municipios
TOTAL	47.967.166	68.746.393	94.149.872	82.614.599	120.711.210	167.962.392	139.909.446	134.781.538	168.463.536	123.035.746	134.522.648	176.403.875	1.459.268.421	1.240.378.158	218.890.263
Chuq.	1.703	207.709	83.189	132.866	362.998	326.268	20.323	457.042	384.465	572.787	730.817	1.476.542	4.756.709	4.043.203	713.506
La Paz	4.262.435	7.219.156	5.455.573	3.796.180	6.293.890	9.087.462	7.194.122	13.674.049	35.798.955	20.891.473	22.553.239	29.925.266	166.151.800	141.229.030	24.922.770
Cbba.	240.863	411.321	827.572	369.729	862.579	1.242.837	1.087.863	1.700.568	2.398.556	2.140.517	1.852.622	2.186.159	15.321.186	13.023.008	2.298.178
Oruro	15.695.943	17.440.069	18.566.187	12.063.878	19.301.388	25.629.146	21.375.689	18.884.197	17.938.783	13.096.393	11.736.166	14.424.612	206.152.451	175.229.583	30.922.868
Potosí	24.934.057	39.523.822	64.441.630	62.813.093	91.944.256	129.999.847	104.550.067	93.950.161	98.344.054	75.968.510	88.029.860	114.466.849	988.966.206	840.621.275	148.344.931
Tarija	100	238	-	-	743	4.005	2.547	77.542	153.783	1.618	230.243	171.481	642.300	545.955	96.345
Sta. Cruz	2.832.064	3.944.079	4.775.720	3.438.853	1.945.357	1.661.094	5.403.161	5.779.554	8.056.249	5.736.775	3.699.391	6.257.857	53.530.154	45.500.631	8.029.523
Beni	-	-	-	-	-	11.733	22.568	207.609	5.035.656	4.269.860	5.502.847	7.210.688	22.260.961	18.921.817	3.339.144
Pando	-	-	-	-	-	-	70.199	50.816	353.034	19.763	187.463	284.421	965.696	820.842	144.854

Fuente: Elaboración propia a partir de información del Ministerio de Minería y Metalurgia.

En 11 años de Gobierno, las regalías ascendieron a 1.459 millones de dólares y fueron repartidas a todos los departamentos y municipios en los cuales se lleva a cabo la extracción minera. Potosí, en este tiempo, recibió casi mil millones de dólares, Oruro, algo más de 200 millones y La Paz, 176 millones. A otros departamentos les correspondió cifras que oscilan entre medio millón y 50 millones de dólares.

Las gobernaciones de Potosí, Oruro y La Paz recibieron, de esas regalías, 840, 175 y 141 millones, respectivamente. Sólo Potosí recibió un monto significativo con el que se podría haber apuntalado el desarrollo del departamento; las gobernaciones de La Paz y Oruro podían haber impulsado varios proyectos para resolver necesidades locales; en cambio, lo recibido por las otras gobernaciones es muy poco y no permite lograr influencia positiva en el desarrollo.

En la misma línea, lo que percibieron los municipios de cada departamento, en conjunto, es también una cantidad muy pequeña que no permite potenciar el desarrollo local a partir de esos recursos.

Algunas preguntas que se pueden plantear a partir de las cifras de la renta minera son:

- ¿Vale la pena la extracción de minerales de nuestro territorio?
- ¿Es justo el monto que recibe el Estado por su riqueza?
- ¿Por qué se transfiere el valor del mineral a los operadores que lo explotan si eso está prohibido por la Constitución?
- ¿Cómo se puede lograr el desarrollo local a partir de la extracción de los recursos no renovables?

3.8 CONCLUSIONES Y DESAFÍOS

Desde hace varios años, la minería no cambia. El objetivo de la explotación de minerales sigue siendo la generación de ingresos, es decir, la venta más rápida posible, sin añadir el mínimo valor al mineral, el Estado es el único que encara procesos nuevos de obtención de metales o de productos con valor agregado, las cooperativas siguen creciendo en número y en socios, la renta del Estado sigue siendo pequeña, los descuentos que sufren los concentrados en el proceso de comercialización siguen dependiendo de los compradores, la Comibol sigue funcionando como la diseñó la Ley N° 1777 de 1997, la inestabilidad institucional de la Comibol y sus empresas sigue predominando, la inversión en exploración continúa en niveles muy bajos, los ingresos que genera la minería siguen siendo, totalmente, dependientes de las cotizaciones internacionales de los metales.

La conclusión general es que el país quedó estancado en el mismo lugar en el que se encontraba hace varios años. Lo establecido en la Constitución Política del Estado se cumple a medias o no se cumple y la misión de reducir la brecha de pobreza no es objetivo del sector.

El sector minero tiene grandes desafíos:

- Obtención de la licencia ambiental en todas las cooperativas mineras
- Eliminación del empleo informal en las cooperativas
- Cumplimiento de la norma de no aliarse con empresas privadas manteniendo la condición de cooperativas
- Respeto del medio ambiente en todas las operaciones de las cooperativas mineras
- Inversión en exploración por parte del sector privado
- Inversión en metalurgia por parte del sector privado
- Refundación de Comibol
- Corrección de las irregularidades en Huanuni
- Instalación de plantas de procesamiento de concentrados de zinc con tecnologías no dañinas para el medio ambiente
- Eliminación de la interferencia política en decisiones técnicas en Comibol
- Definición de una política minera y cumplimiento de lo establecido en la CPE

En caso de no encararse estos desafíos, la minería podría entrar en una situación bastante crítica en el país.

www.jubileobolivia.org.bo



@JubileoBolivia



Fundacion Jubileo



+591 72025776



En esta publicación se usó papel reciclado para evitar la destrucción de árboles.