

REPORTE DE INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

Serie Debate Público N° 61





Director: Juan Carlos Núñez

Coordinador General: Wálido Gómez

Elaboración: Raúl Velásquez

Sandra Sánchez

Héctor Córdova

Edición: Jorge Jiménez Jemio

Dirección: Edificio Esperanza,
Av. Mcal. Santa Cruz 2150, Casilla 5870

Telefax: (591-2) 2125177 – 2311074

E-mail: fundajub@entelnet.bo

Depósito Legal: 4-2-797-18

Con apoyo de:



CONTENIDO

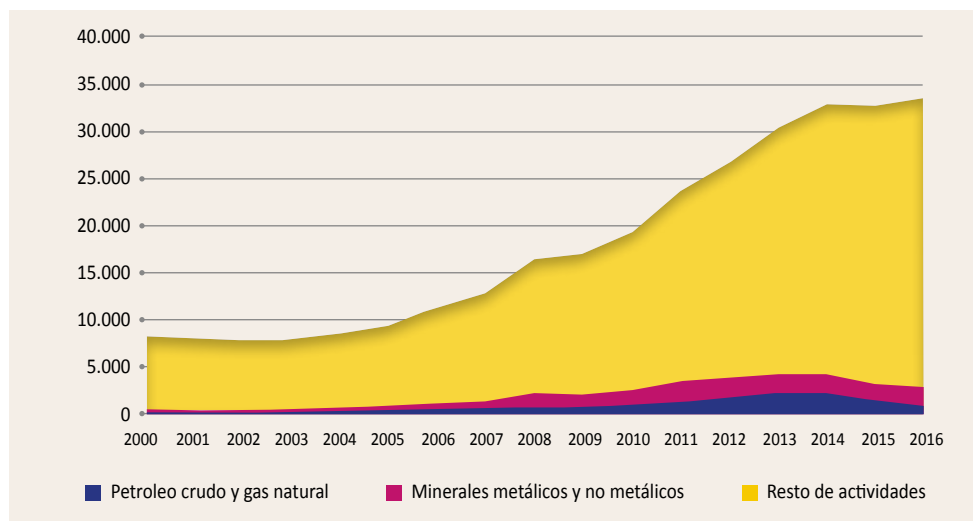
IMPORTANCIA DEL SECTOR EXTRACTIVO EN LA ECONOMÍA.....	5
SECTOR HIDROCARBUROS	5
1. Gobernanza del Sector Hidrocarburos	9
1.1 Necesidad de una nueva ley, política hidrocarburífera y marco normativo sectorial.....	9
1.2 Institucionalidad	11
1.3 Transparencia y acceso a la información	12
2. Exploración	13
2.1 Estado de áreas reservadas para exploración y explotación	14
2.2 Nuevos contratos de exploración y explotación	14
2.3 Certificación de reservas.....	16
3. Explotación	17
3.1 Proyecciones vs. realidad.....	17
3.2 Comportamiento de la producción.....	18
4. Transporte	20
5. Refinación.....	21
6. Comercialización.....	23
6.1 Mercado externo	23
6.2 Mercado interno.....	25
6.3 Precios	26
7. Industrialización	26
8. Renta petrolera.....	27
9. Conclusiones y desafíos.....	29
SECTOR MINERÍA	31
10. Gobernanza del Sector Minero.....	31
10.1 Necesidad de ajustes a la Ley Minera Nº 535, política minera	31
10.2 Institucionalidad: Roles de cada actor, estructura, decisiones	32
10.3 Transparencia y acceso a la información	33
11. Exploración.....	34
11.1 Importancia de la exploración como impulsor de la industria minera	36
11.2 ¿De cuándo datan los últimos resultados?, rezago y falta de incentivos.....	37
12. Explotación: Por mineral y por actor.....	37
13. Metalurgia.....	38
14. Comercialización: ¿Cuántas hay y qué distorsiones generan?	39
15. Industrialización: Planta de litio, avances y perspectivas	42
16. Renta minera: Situación y proyección 2018.....	45
17. Conclusiones y desafíos	46

IMPORTANCIA DEL SECTOR EXTRACTIVO EN LA ECONOMÍA

Bolivia, desde su fundación en 1825, se ha caracterizado por ser un país dependiente de la extracción de recursos naturales. La minería fue, desde antes de la colonia, una de sus principales actividades económicas y hasta hoy se constituye en uno de los principales sectores generadores de empleo a través de las cooperativas mineras. Por su parte, el sector hidrocarburos viene siendo desarrollado desde 1924, inicialmente con la producción de petróleo crudo y posteriormente también se desarrollan reservas de gas natural, siendo que desde el año 2000 en adelante este último producto se ha convertido en el principal del sector hidrocarburos ya ha permitido dinamizar la economía nacional y departamental.

Con relación al comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB), durante los últimos 10 años se observa un importante incremento, particularmente en el periodo 2004–2014, coincidiendo con un ciclo de subida de precios internacionales de las materias primas. Sin embargo, el año 2014, coincidentemente con la caída del precio internacional del petróleo, se observa una menor dinámica económica a nivel agregado; no obstante, los sectores de minerales e hidrocarburos apenas representan, en promedio, el 10% del PIB.

GRÁFICO N° 1: Producto Interno Bruto en millones de dólares

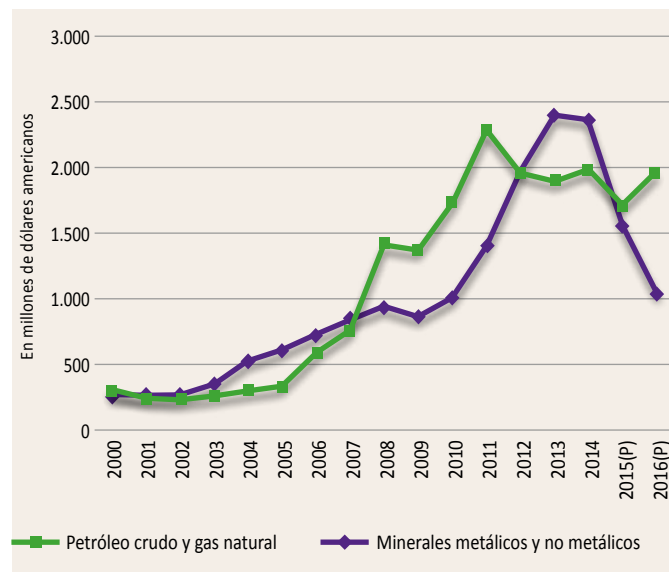


Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Estadísticas.

Analizando de manera específica el PIB sectorial de minería e hidrocarburos, en el siguiente gráfico 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, junto 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. En el caso de la gestión 2016 se

registró una importante recuperación impulsada por una mejora en los precios de los minerales que el país exporta, principalmente zinc.

GRÁFICO Nº 2: Producto Interno Bruto de los sectores de Minería e Hidrocarburos

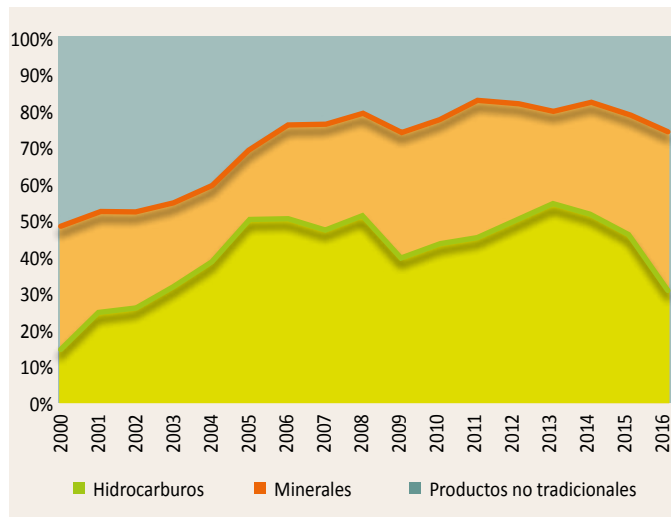


Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Estadísticas

Con relación al PIB sectorial de hidrocarburos, 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 de uno de los principales campos gasíferos que tiene el país, como es San Alberto. Sólo un campo nuevo (Incahuasi) ha ingresado en producción desde el año 2016, pero éste ha servido principalmente para cubrir el descenso de San Alberto y de otros campos, siendo que el año 2016 habría registrado su punto más bajo en los últimos siete años.

Por otra parte, si se consideran los ingresos que obtiene Bolivia por concepto de exportaciones, la relevancia de ambos sectores ha ido cobrando mayor importancia durante los últimos 16 años, si bien para el 2000 representaba cerca de 50% de las exportaciones nacionales, frente a otro 50% representado por exportaciones no tradicionales, para la gestión 2014 alcanzó a explicar el 82% de los ingresos totales obtenidos por las exportaciones del país

GRÁFICO Nº 3: Composición del Valor de las Exportaciones



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

Sin duda, uno de los aspectos que destaca del gráfico anterior es la mayor participación del sector hidrocarburos en los ingresos por exportaciones, comportamiento que es explicado principalmente por el gas natural que Bolivia le vende a Brasil (principal mercado de la producción nacional de gas natural), 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 con destino a Argentina que, si bien en un inicio se basaban en un contrato suscrito bajo la figura de *interrumpible*¹ el año 2007, 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; sin embargo, desde el año 2010 hasta 2014 se sumó al ciclo de altos precios el efecto de producción, puesto que desde esa gestión se extrae una mayor cantidad de gas natural de las reservas ubicadas en los tres principales campos de gas natural que tiene el país. El resultado de la combinación de ambas variables ha sido el incremento de los ingresos de exportación en ambos sectores, alcanzando cifras récord en ese periodo.

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 del país vendedor y de la necesidad del comprador.

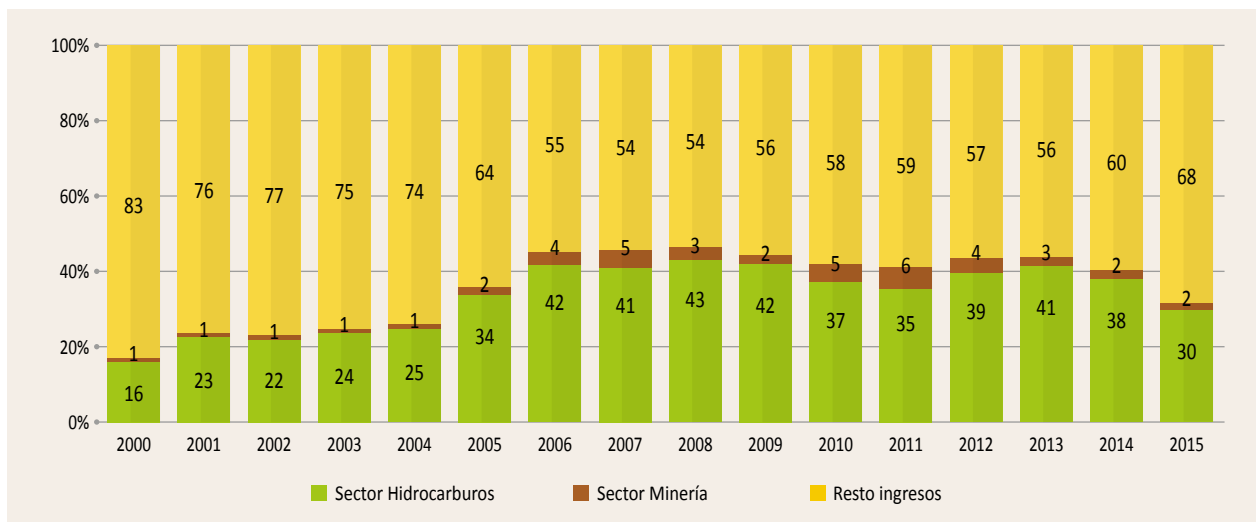
Como resultado de esta situación, el aporte de las industrias extractivas a los ingresos fiscales también se incrementó en el periodo 2004–2014 permitiendo al Estado captar mayores recursos. Asimismo, en los últimos 10 años han existido modificaciones al sistema fiscal que, en el caso del sector hidrocarburos, 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.

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 YPFB 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.

En el gráfico se observa que el sector hidrocarburos cobró 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 a que la participación estatal en la renta minera es significativamente menor que en el caso de hidrocarburos, y 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 creó tres programas de transferencias de dinero mediante “bonos sociales” a la población vulnerable, uno de estos programas no está condicionado, en tanto que los otros dos sí lo están al cumplimiento de ciertas condiciones en áreas de salud y educación.

GRÁFICO Nº 4: Composición de los Ingresos Fiscales del Gobierno General



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

SECTOR HIDROCARBUROS

1. GOBERNANZA DEL SECTOR HIDROCARBUROS

La gobernanza del sector hidrocarburos es entendida como el conjunto de normas sectoriales, régimen fiscal aplicable, roles institucionales, transparencia, controles ambientales y participación ciudadana que rigen el desarrollo del sector hidrocarburos. Una buena gobernanza puede ayudar a los países a un mejor aprovechamiento de la explotación de hidrocarburos en términos de desarrollo sostenible, equidad y justicia social; por el contrario, una débil gobernanza termina contribuyendo al despilfarro en el uso de los ingresos fiscales que se generan, con su consecuente efecto económico y social, y eventualmente produce vacíos normativos e institucionales que pueden dar margen a actos de corrupción.

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

A partir de la promulgación del Decreto Supremo N° 28701, emitido el año 2006, empiezan cambios sustanciales en las reglas establecidas en la Ley de Hidrocarburos N° 3058, de mayo de 2005, y sus reglamentos, en lo referente a la gestión de los hidrocarburos en Bolivia. Así, el 2009, con la nueva Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia, los cambios se acentúan y consolidan la necesidad de contar con un nuevo marco jurídico ordenado sobre el sector.

El presente análisis parte de la información de normas completas disponibles, tomando en cuenta que en la página del Ministerio de Hidrocarburos simplemente se mencionan el objeto de las normas, números y fechas de emisión, pero no se hallan disponibles las normas en su integridad.

Bajo esa consideración, se citan algunas de las incompatibilidades o vacíos normativos que existen actualmente entre la CPE y la Ley de Hidrocarburos N° 3058; si bien para no parar la operatividad del sector algunas han sido subsanadas a través de normas de menor jerarquía, persiste la latente necesidad de que sean incorporadas en un cuerpo de ley.



CPE (2009)	Ley de Hidrocarburos (2005)	Norma aplicada
Art. 361. YPFB es una empresa autárquica de derecho público, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, en el marco de la política estatal de hidrocarburos.	Art. 22. Establece un régimen para YPFB como una empresa que no participa activamente en la exploración y comercialización.	Decreto Supremo Nº 28324, de 2005, aprueba los estatutos de YPFB, los cuales no fueron actualizados.
Art. 362. YPFB puede suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas realicen actividades de la cadena hidrocarburífera.	Art. 65. No se contempla la modalidad de Contratos de Servicio.	Resolución Ministerial 150-10, de 7 de mayo de 2010, modificada por la Resolución Ministerial 262-11, de 14 de junio de 2011.
Art. 362. Los contratos de servicios para la exploración y explotación deberán contar con previa autorización y aprobación expresa de la Asamblea Legislativa Plurinacional.	La ley no menciona este tema.	Se desconoce la norma que hace operativo este aspecto, en la práctica este proceso puede llegar a durar 2 años.
Art. 363. La Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos es la responsable de ejecutar, en representación del Estado, la industrialización de los hidrocarburos (EBIH).	Art. 22. YPFB puede realizar la actividad de industrialización. No se contempla la creación de la EBIH.	Decreto Supremo Nº 29511, de 9 de abril de 2008, crea la EBIH. Decreto Supremo Nº 922, de 29 de junio de 2011, determina que los proyectos se distribuyen entre YPFB y la EBIH.
Art. 365. Una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, 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.	No se contempla una entidad que realice la fiscalización a toda la cadena.	Ley de la Empresa Pública Nº 466, de 2013, disposiciones finales, parágrafo séptimo indica que la Agencia Nacional de Hidrocarburos queda encargada de emitir la normativa técnico jurídica necesaria para el cumplimiento de sus atribuciones de regulación, control, supervisión y fiscalización de todas las actividades hidrocarburíferas.
Art. 368. Los departamentos productores de hidrocarburos percibirán una regalía del once por ciento (11%). De igual forma, los departamentos no productores de hidrocarburos obtendrán una participación en los porcentajes, que serán fijados mediante una ley especial.	Art. 52. Solo existe una regalía de 1% distribuida para los departamentos no productores de Beni y Pando.	Aún no se ha implementado una regalía para todos los departamentos no productores.
Art. 403. Se reconoce el derecho de los territorios indígenas originarios campesinos a la consulta previa e informada y a la participación en los beneficios por la explotación de los recursos naturales no renovables que se encuentran en sus territorios.	Art. 115. Reconoce la consulta previa a la licitación de áreas y como requisito a la aprobación de Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental. No se cuenta con una norma sobre la participación en los beneficios de la explotación para pueblos indígenas campesinos.	Decreto Supremo Nº 29033, de 2007, y sus modificaciones contemplan el Reglamento de Consulta y Participación para actividades hidrocarburíferas; sin embargo, debe actualizarse implementando la modalidad de consulta previa a la definición de áreas reservadas y la definición de cómo los pueblos indígenas originarios participarán de los beneficios de la explotación de hidrocarburos.

Fuente: Elaboración propia, con base en información disponible.

La falta de un marco normativo actualizado a las nuevas premisas de la gestión del país, a la nueva estrategia energética y al nuevo escenario internacional de demanda/oferta de energía resta competitividad frente a los países vecinos, esto ya que el desarrollo de las normas precitadas proveerá al país de una visión de largo plazo coherente y coordinada sobre lo que se quiere alcanzar y cómo lo logrará.

Por otro lado, la incertidumbre jurídica es uno de los factores más cuestionados por los empresarios privados extranjeros al momento de evaluar las posibilidades que Bolivia les ofrece para invertir su capital en actividades de exploración y explotación. Los distintos eventos energéticos de gran envergadura que se desarrollan en Bolivia buscan promover la inversión extranjera en el país; sin embargo, estos esfuerzos se pueden ver mermados por no contar con un

marco jurídico actualizado disponible para dichas empresas. Por tanto, para el 2018, urge lograr un consenso entre las autoridades del sector hidrocarburos sobre un proyecto de Ley de Hidrocarburos y sus Reglamentos, que en primera instancia sea puesto a consideración del país para su validación y posteriormente sea remitido a la Asamblea Plurinacional para su tratamiento y promulgación.

1.2. Institucionalidad

Una de las debilidades más palpables del sector hidrocarburos en la actualidad es el desorden y falta de claridad en el marco institucional bajo el cual funciona. El mismo fue establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 3058 del año 2005 y que aún continúa vigente; sin embargo, no refleja los preceptos establecidos en la Constitución Política del Estado aprobada el año 2009, existiendo sustanciales diferencias en aspectos como el rol de operador que debería tener YPFB, o el de fiscalización y control de todas las actividades hidrocarburíferas que tiene que cumplir la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como se aprecia en el siguiente cuadro.

	Ley de Hidrocarburos N° 3058 (2005)	Constitución Política del Estado (2009)
Cabeza de sector	Ministerio de Hidrocarburos y Energía	Ministerio sectorial
Operador	YPFB tiene el rol de operador y fiscalizador de contratos para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.	YPFB tiene el rol de operador
Fiscalizador	Superintendencia de Hidrocarburos como Ente Regulador de las actividades de transporte, refinación, comercialización de productos derivados y distribución de gas natural por redes.	Una institución autárquica de derecho público (La Ley 466 del año 2013 establece que esa institución es la Agencia Nacional de Hidrocarburos), será responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización
Industrialización	No existe una institución encargada de la actividad de industrialización.	Establece la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) que será responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio la industrialización de los hidrocarburos.

Actualmente, el sector se encuentra en un desorden institucional en el que unas instituciones hacen el trabajo de otras, las autoridades que las dirigen lo hacen de manera

interina desde mucho más que 90 días y desarrollan su trabajo en base a un débil marco jurídico establecido mediante decretos supremos que emite el Poder Ejecutivo y Resoluciones Ministeriales que emite el ministerio del sector, ambos mecanismos pueden ser fácilmente cambiados ante cualquier cambio de autoridad, por lo que este aspecto no otorga la seguridad jurídica necesaria.

En este sentido, la empresa petrolera nacional YPFB que debería tener un rol de operador de las actividades hidrocarburíferas mantiene una estructura definida en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 aprobada el año 2005, un año antes de la llamada nacionalización de los hidrocarburos y 4 años antes de la aprobación de la nueva Constitución, en su artículo 22, determinó que YPFB estaría constituida por un Directorio, un Presidente Ejecutivo, la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización y la Vicepresidencia Nacional de Operaciones, estableciendo sus atribuciones básicas para cada caso.

Esta estructura, propia de una empresa petrolera que no realizaba actividades de explotación por sí misma, es el origen de que YPFB sea juez y parte en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en la actualidad, distorsión que sale a relucir en casos como los contratos que suscribe YPFB casa matriz (en representación del Estado) con sus empresas subsidiarias en las que es el principal accionista (YPFB Chaco o YPFB Petroandina) en los que debe fiscalizarse a sí misma. Este aspecto se torna más complicado considerando que, desde el 16 de agosto de la gestión 2017, es el Ministro de Hidrocarburos quien preside el directorio de la estatal petrolera, limitando aún más la independencia de gestión que debería tener YPFB.

Por otra parte, YPFB ha incursionado también en la actividad de industrialización, a pesar que la Constitución en su artículo 363 establece que la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) será la responsable de ejecutar la industrialización de los hidrocarburos, por lo que más bien debió ser la EBIH quien asuma el proyecto de la Planta de Amoniaco y Urea recientemente inaugurado en Cochabamba.

En lo referido a la regulación, fiscalización y control, la ANH al no contar con un marco legal que establezca sus funciones, en especial para la fiscalización y control de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, ha venido realizando un seguimiento a las mismas recién desde el año 2013 basada en resoluciones ministeriales. Esta Agencia ha orientado sus esfuerzos fundamentalmente a regular y fiscalizar las actividades de transporte, refinación, almacenaje, distribución y comercialización de hidrocarburos; en parte como herencia recibida de la ex

Superintendencia de Hidrocarburos, instancia que contaba con funciones y roles claramente establecidos en la Ley de Hidrocarburos de 2005.

1.3. Transparencia y acceso a información

Junto a la demanda social de una mayor participación estatal en el sector hidrocarburos y la refundación de YPFB, también se demandó que el pueblo boliviano, como dueño de los hidrocarburos, debería tener el control de la gestión de este recurso y, por tanto, plena información de las reservas, producción, venta, precios e ingresos fiscales.

Transcurridos 12 años de la aprobación de la Ley de Hidrocarburos se observa que no se han desarrollado políticas de transparencia en el sector, menos aún asegurado el acceso a la información a personas individuales o colectivas interesadas en el tema. Lamentablemente, la transparencia y acceso a información viene siendo reducida a rendiciones públicas de cuentas que solamente muestran una parte de la información; además, ésta se encuentra agregada y en formatos cerrados, situación muy distante a políticas de datos abiertos que vienen siendo implementadas por varios gobiernos y empresas en el mundo.

El acceso a información desde el año 2006 ha sido limitado y, en algunos casos, se ha experimentado un notorio retroceso, claro ejemplo fue la publicación de los Contratos de Operación suscritos en octubre del año 2006 por YPFB y las empresas petroleras que operan en Bolivia, que producto de la polémica relacionada con los Anexos D y F de estos documentos y su envío al entonces Congreso, tuvo como

respuesta la eliminación de estos archivos de las páginas web del Ministerio de Hidrocarburos y de YPFB.

Asimismo, desde el año 2011, al amparo de la nueva Constitución Política del Estado, la empresa petrolera nacional ha suscrito 12 Contratos de Servicio para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobados por la Asamblea Legislativa Plurinacional, documentos que tampoco son públicos.

En agosto de 2007, el Poder Ejecutivo promulgó la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos, que en su artículo 6 establece que *“Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos publicará semestralmente y con carácter oficial, en su página web institucional y por escrito mediante comunicaciones oficiales, toda la información referida a los Costos Recuperables y al cálculo realizado para la determinación de la participación de YPFB y de las empresas petroleras en los beneficios de la actividad de hidrocarburos”*.

Alguna de la información exigida en el mencionado artículo 6 de la Ley N° 3740 sólo ha sido publicada de forma parcial por YPFB desde el año 2007 en adelante, incumpliendo, en primera instancia, el criterio de desagregación, puesto que los reportes que ha emitido la estatal petrolera se las ha realizado por empresa operadora; de esta forma se viene impidiendo que la población conozca el comportamiento particular de cada campo, como lo establece la propia Ley N° 3740.

Desde 2009 y hasta junio 2015, YPFB publicaba trimestralmente información relativa a la producción,

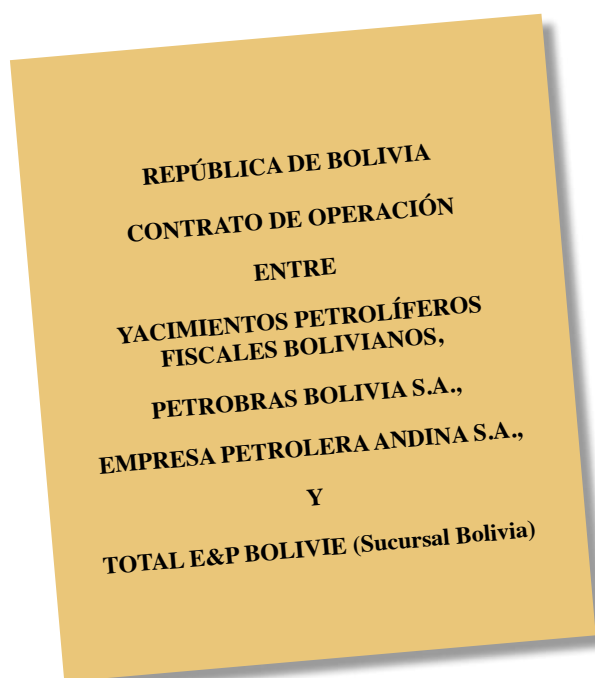
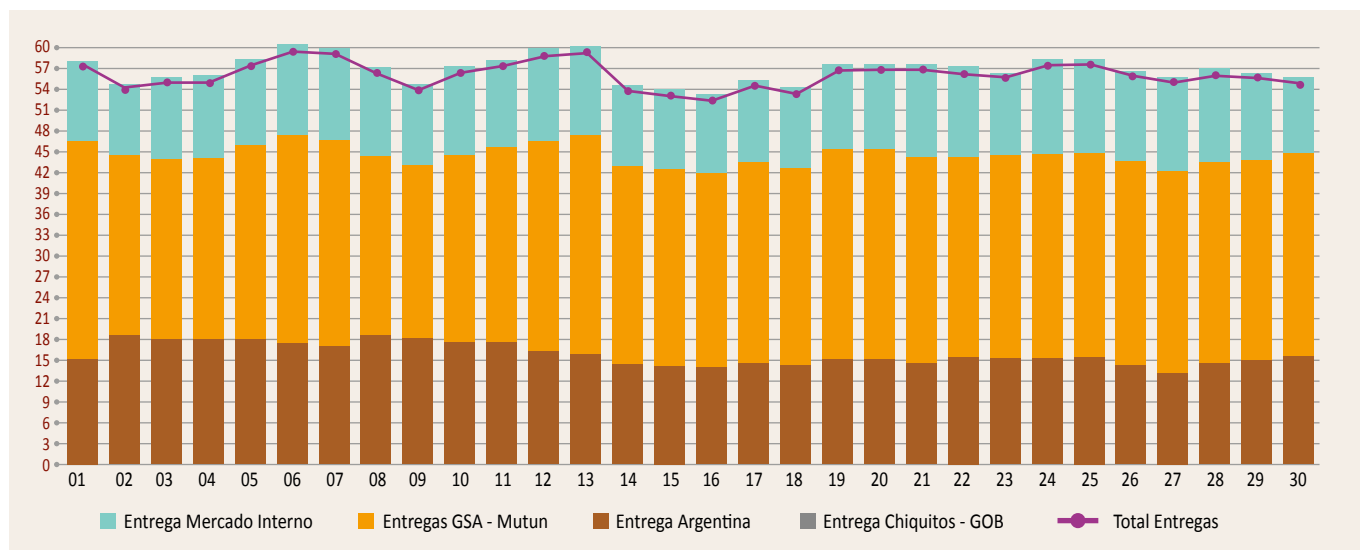


GRÁFICO N° 5: Volúmenes de gas natural transportado (MMm³) - Abril 2017



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

comercialización y pago de regalías e IDH. Si bien dicha información también era presentada de forma agregada, permitía a la población un seguimiento mínimo a las principales variables de las actividades de exploración y explotación. Sin embargo, coincidentemente con la caída de los precios de exportación de gas natural y su consecuente impacto en menores ingresos fiscales, la información fue también retirada de la página web de YPFB y el boletín estadístico dejó de ser publicado hasta la fecha.

La única información de datos abiertos que aún quedaba disponible era la que publicaba YPFB Transportes sobre los volúmenes diarios transportados de gas natural por mercado de destino. Sin embargo, la misma fue retirada de la página web de esta subsidiaria el 11 de mayo de 2017, coincidentemente con los impases que tuvo la estatal petrolera con el Embajador de Argentina en Bolivia debido a posibles menores envíos de gas natural al vecino país.

La falta de transparencia y acceso a información también se extiende a la problemática ambiental, puesto que los Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental no son accesibles para la población ni para autoridades subnacionales, por lo que existe desconocimiento por parte de los gobiernos locales sobre las políticas de mitigación que se pretenden realizar en las áreas en actual explotación, así como sobre la magnitud de los impactos esperados en el desarrollo de cada proyecto.

Resulta urgente que las autoridades nacionales tomen conciencia que la transparencia y acceso a información es una política importante para el buen desarrollo del sector hidrocarburos; la ausencia de información sobre la gestión

genera desconfianza por parte de los diferentes actores involucrados: empresas, comunidades locales, pueblos indígenas y población en general; que terminan debilitando un proceso fundamental como es la participación estatal en la explotación de hidrocarburos.

2. EXPLORACIÓN

La actividad de exploración es, sin duda, una de las más importantes para el sector hidrocarburos, pues constituye el punto de partida para las demás actividades y permite sostenibilidad, tanto para la matriz energética nacional como para los compromisos de exportación suscritos por el país. La actividad exploratoria parte de la recopilación de información relativa a un área determinada, utilizando técnicas y métodos geológicos² y geofísicos³, para luego analizar y clasificar los datos de forma tal que permitan identificar el objetivo exploratorio y elaborar así un proyecto del prospecto exploratorio.

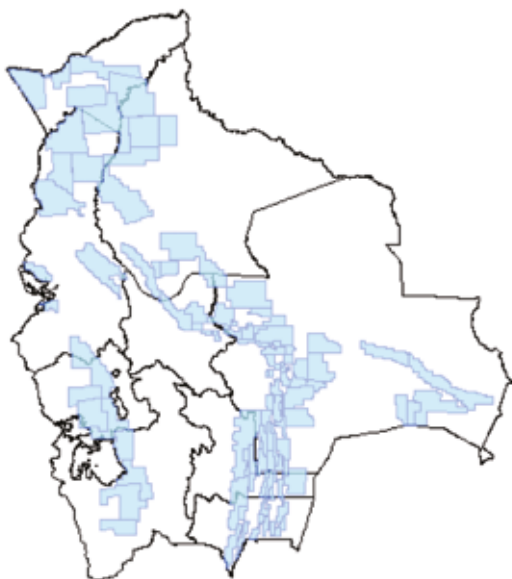
Uno de los principales resultados de la actividad exploratoria debe ser la reposición o idealmente el incremento de las reservas hidrocarburíferas de un país, este dato es de gran utilidad para la planificación energética nacional, gestión de nuevos mercados, proyección de ingresos fiscales, así como para el conocimiento e información del verdadero dueño del recurso hidrocarburífero que es la población boliviana.

² Consiste en imágenes de satélite, interpretación geológica de superficie, recolección de muestras de terreno, interpretación estructural y su relación con la historia geológica. Los estudios se basan en especialidades como la geoquímica, paleontología, estratigrafía, geomorfología y otros.

³ Son estudios basados en métodos sísmicos de reflexión y refracción, gravimétricos, magnetométricos, eléctricos, electromagnéticos y radiométricos. Los métodos más conocidos son los de sísmica 2D y 3D, gravimetría y magnetometría.

2.1. Estado de áreas reservadas para E&E

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 venido 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 nacional⁴ sin que se hayan tenido resultados, ya sean exitoso o no, en alguna de éstas que justifiquen la ampliación de zonas para exploración.



Actualmente, YPFB cuenta con 100 áreas reservadas para exploración y explotación de hidrocarburos que, como se observa, están pintadas de celeste en el mapa contiguo y se encuentran 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, actividad que de no ser correctamente regulada, fiscalizada, controlada, adecuadamente planificada y articulada a otros sectores económicos pueden generar una mayor dependencia de la actividad extractiva en todo el territorio nacional.

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

De las 100 áreas reservadas a favor de YPFB, alrededor de 14 están sobrepuestas a parques naturales y áreas protegidas y una a un patrimonio cultural de la humanidad como es Tihuanaku. Esta situación ha motivado que en mayo de



2015 el Poder Ejecutivo emita el Decreto Supremo N° 2366 que autorizó 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 sensibilidad⁵. Sin embargo, han transcurrido dos años desde la emisión del D.S. 2366 y aún no se cuenta con la guía⁶, 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, en 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 esas áreas ha presentado resultados positivos, por lo que ninguna de éstas se ha traducido en un nuevo campo en producción.

2.2. Nuevos contratos de exploración y explotación

Entre 2011 y 2013, la empresa petrolera estatal suscribió dos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos para dos de sus áreas reservadas con mayor potencial estimado de reservas: Azero (Chuquisaca y Santa Cruz) y Huacareta (Tarija y Chuquisaca). Así, el año 2011, YPFB inició las negociaciones para

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

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

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

la suscripción de un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Azero con las empresas Gazprom (Rusia) y Total (Francia), el mismo que fue suscrito el año 2012 y aprobado por la Asamblea Legislativa Plurinacional el año 2013; el contrato tiene un plazo de 40 años y fue anunciado por YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos con un potencial de reservas próximo a los 3 Trillones de Pies Cúbicos (TCF por sus siglas en inglés)⁷.

En el caso del área Huacareta, el año 2012, YPFB inició negociaciones con la empresa petrolera British Gas Bolivia (actualmente Shell Bolivia) para la suscripción de un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos en dicha área. El contrato fue aprobado por la Asamblea Legislativa Plurinacional a finales del año 2013 también por un plazo de 40 años, y se anunció un potencial de 13,5 TCF de gas natural. En marzo de la gestión 2017 se anunció que en los primeros meses de 2018 se dará inicio a la perforación del primer pozo exploratorio Jaguar X1⁸ en la extensión del área que abarca el departamento de Tarija.

Han transcurrido cuatro años desde la autorización del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Azero, hasta la fecha, no existe el anuncio de perforación de un primer pozo exploratorio, tampoco sobre la ejecución de los 130 millones establecidos en la firma del contrato.

Desde el año 2012, YPFB viene realizando intentos de promover la actividad de exploración de hidrocarburos, una muestra de ello fue el lanzamiento, en febrero de 2012, de una primera licitación internacional convocando a empresas petroleras interesadas en suscribir contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, y convenios de estudio para evaluar el potencial hidrocarburífero de ciertas áreas; lamentablemente, esa licitación fue cancelada en septiembre del mismo año.

Hasta diciembre de 2017, ya son 15 áreas, de las 100 reservadas a favor de YPFB, que cuentan con un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos aprobado por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

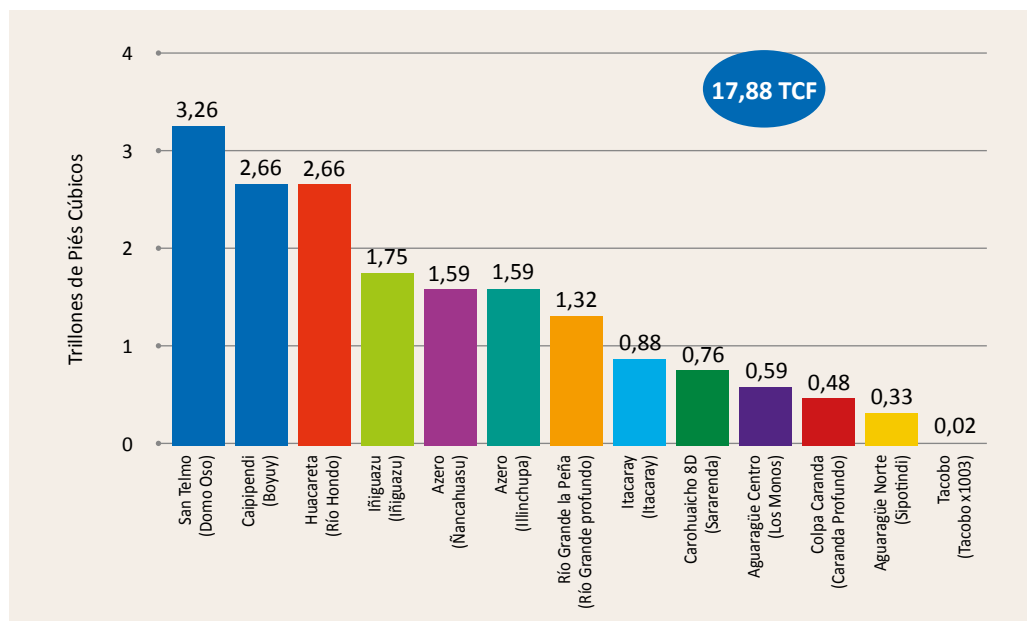
⁷ <http://www.paginasiete.bo/economia/2014/5/22/calculan-165-bloque-azero-huacareta-22127.html>

⁸ <https://www3.hidrocarburos.gob.bo/index.php/comunicaci%C3%B3n/prensa/3911-ministro-s%C3%A1nchez-anuncia-que-nuevo-pozo-jaguar-x1,-en-huacareta,-comenzar%C3%A1-a-perforarse-el-2018.html>

Áreas Reservadas a Favor de YPFB con Contratos de Exploración y Explotación

Área Reservada		Partes del Contrato	Departamento
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
2	Huacareta	Exploración: British Gas Bolivia (Actualmente Shell Bolivia) Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), BG Bolivia (45%)	Chuquisaca - Tarija
3	Sanandita	Exploración: Eastern Petroleum & Gas S.A. Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (60%), Eastern Petroleum & Gas S.A. (40%)	Tarija
4	Cedro	Exploración: Petrobras Bolivia Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), Petrobras Bolivia (45%)	Santa Cruz
5	Isarsama	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Cochabamba
6	San Miguel		Cochabamba
7	El Dorado Oeste		Santa Cruz
8	Carohuaicho 8 D	Exploración y Explotación: YPFB Andina (100%)	Chuquisaca y Santa Cruz
9	Carohuaicho 8 A	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Santa Cruz
10	Carohuaicho 8 B	YPFB Andina (50%) y YPFB Chaco (50%)	Santa Cruz
11	Carohuaicho 8 C	YPFB Andina (50%) y YPFB Chaco (50%)	Santa Cruz
12	Oriental	Exploración y Explotación: YPFB Andina (100%)	Santa Cruz
13	Charagua	Exploración: YPF Argentina Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), YPF Argentina (45%)	Santa Cruz
14	Itacaray	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Chuquisaca
15	Aguaragüe Centro		Tarija

GRÁFICO Nº 5 Potencial de Reservas de Gas Natural en Proyectos de Exploración Priorizados



Fuente: Elaboración propia, con base en datos presentados en Rendición Pública de Cuentas Parcial 2017, Ministerio de Hidrocarburos

Durante la Rendición Pública de Cuentas Parcial de junio 2017, el Ministerio de Hidrocarburos anunció la priorización de 13 proyectos exploratorios con un potencial de 17,8 TCF.

De los 13 proyectos priorizados, el de mayor potencialidad es el de San Telmo, ubicado en el departamento de Tarija, y sobrepuesto a la Reserva Nacional de Flora y Fauna de Tariquia; el mismo que aún no cuenta con un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos aprobado por la Asamblea Legislativa Plurinacional. Si bien en la reciente reunión del Foro de Países Exportadores de Gas Natural celebrada en Santa Cruz el Ministerio de Hidrocarburos, junto a YPFB, anunciaron la firma de los contratos San Telmo, Astillero e Iñiguazu resulta llamativo que, de acuerdo con el artículo 362 de la Constitución, éstos debieran contar con autorización previa de la Asamblea Legislativa Plurinacional, cosa que al parecer no ha ocurrido, por lo que probablemente se trataría de un compromiso de inversión en tanto se autoriza su firma.

Por otra parte, en el caso del proyecto de Boyuy, en el área Caipipendi, que tiene contrato de operación suscrito en octubre del 2006 con Repsol, Shell y PAE, es posible esperar un resultado en el corto plazo debido a que, si bien se busca explorar una nueva estructura, ello se realiza en un área que ya viene siendo desarrollada hace más de 10 años y que cuenta con instalaciones y facilidades que aminoran el riesgo de la inversión.

Uno de los aspectos que demora la actividad exploratoria es el largo proceso administrativo que implica la selección

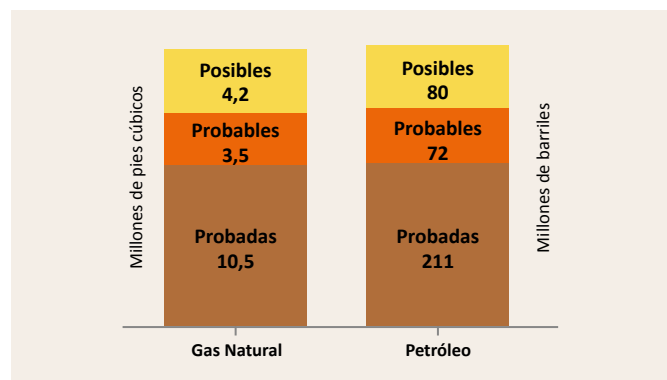
de empresas, negociación de un contrato, autorización y aprobación del mismo en la Asamblea Legislativa Plurinacional. Desde el año 2010 en adelante, el tiempo promedio que transcurre desde que se inicia la negociación de un contrato de exploración y explotación hasta que es aprobado es de aproximadamente dos años, si a ello se suma el tiempo necesario para la propia actividad exploratoria, transcurren por lo menos ocho años para determinar si existen o no hidrocarburos en un área. En este sentido, resulta recomendable que el Poder Ejecutivo se enfoque en simplificar estos procesos administrativos, en lugar de reducir la cantidad de días para el desarrollo de los procesos de consulta previa, como lo hizo con el D.S. 2298 del año 2015.

2.3. Certificación de Reservas

Han transcurrido más de 10 años desde que fuera promulgada la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos (agosto de 2007) y YPFB solamente ha realizado dos certificaciones de reservas hidrocarburíferas en el país, una el año 2009 y otra el año 2013. Esta norma, en su artículo 7, establece que YPFB, mediante licitación pública internacional, deberá contratar empresas especializadas en la certificación de reservas de hidrocarburos, para certificar el nivel efectivo de dichas reservas en el país. La norma señala que, hasta el 31 de marzo de cada año, YPFB deberá publicar el nivel de reservas certificadas existentes en el país al 1° de enero de ese año.

La última certificación oficial fue realizada por la empresa canadiense GLJ, cuyos resultados fueron presentados en julio de 2014, con datos al 31 de diciembre de 2013 y presentaba la siguiente situación:

GRÁFICO Nº 6: Certificación de Reservas a diciembre de 2013



Fuente: Elaboración propia, con base en datos presentados por el Presidente del Estado en conferencia de prensa, en julio de 2014

La última certificación de reservas del año 2013 muestra una realidad preocupante al comparar los datos con la gestión 2009 e incluso con años anteriores, ya que los resultados son el reflejo de la falta de actividad exploratoria en la última década y la ausencia de nuevos descubrimientos de reservas de gas natural o petróleo. La situación se torna más compleja aún, siendo que el país está a sólo un año y medio de concluir su principal contrato de exportación de gas natural a Brasil y frente al desafío de negociar uno nuevo, que ojalá pueda ser negociado en términos favorables que permitan repetir el enorme flujo de ingresos que facilitó el que está a punto de culminar.

En octubre de 2017, el directorio de YPFB aprobó el inicio del proceso de contratación de una empresa internacional que certifique las reservas al 31 de diciembre de esta gestión; sin embargo, en días posteriores la información se fue diluyendo y en la actualidad se desconoce el resultado de la adjudicación.

3. EXPLOTACIÓN

3.1. Proyecciones vs. realidad

Transcurridos dos años de la promulgación del Decreto Supremo Nº 28701, denominado de “Nacionalización de los Hidrocarburos”, en septiembre del año 2008, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía presentó la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH) como un instrumento de planificación del sector a largo plazo.

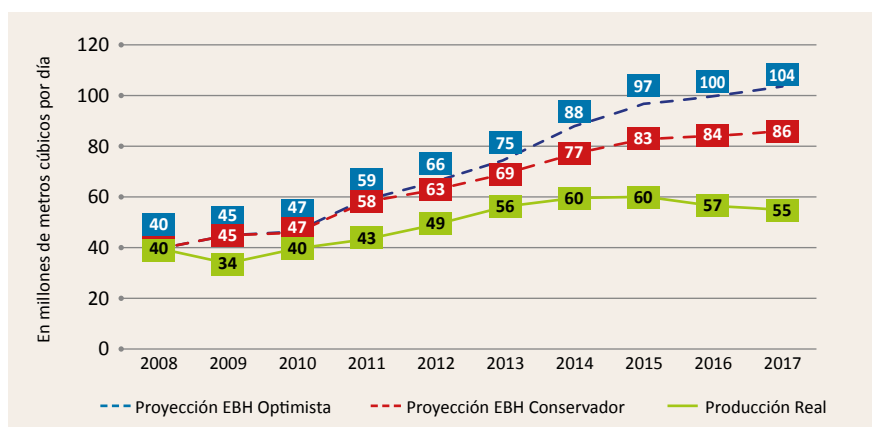
Con relación a la producción de hidrocarburos, la EBH establece dos escenarios de producción, uno optimista y otro conservador. Ambos escenarios consideran la misma proyección de producción para un Grupo A de campo que contempla a los megacampos (Sábalo, San Alberto y Margarita) considerando una declinación del campo San Alberto recién desde el año 2016; cosa que en realidad se adelantó a partir del año 2014, y a una tasa mucho más rápida que la que se estimó en la EBH. Asimismo, ambos escenarios consideran la misma proyección de producción para los campos medianos y pequeños en actual producción, estimando una declinación desde el año 2013.

La proyección de producción de la EBH en ambos escenarios considera un Grupo B de campos; que abarca proyectos que ya se venían avanzando, pero que aún no habían sido desarrollados completamente, como Margarita, Itau, Incahuasi y Huacaya. Siendo que el escenario de proyección optimista considera un 100% de éxito, en tanto que el escenario conservador reduce éste a 80%.

Finalmente, se encuentra un Grupo C de campos que considera proyectos exploratorios futuros que debieron haber sido iniciados paulatinamente desde el año 2013, entre éstos destacan Camiri Profundo, Huacareta, San Telmo, Timboy e Iñiguazu. La proyección de esta categoría según, la EBH, consideraba para el escenario optimista un éxito de 100%, siendo que para el conservador se reduce a 60%.

Si bien la EBH considera una proyección para el periodo 2009–2026, el siguiente gráfico muestra la comparación de las proyecciones optimista y conservadora con la producción que en realidad se ha registrado hasta el año 2017.

GRÁFICO Nº 7: Producción de Gas Natural - Real vs. proyección EBH



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

Como se observa en el gráfico, existe una importante diferencia entre la proyección optimista y conservadora del comportamiento de la producción, y una brecha preocupante al comparar ambos escenarios con la producción real. La diferencia entre el escenario optimista y la producción real observada, en promedio, es de -31%, en tanto que con el escenario conservador es de -25%. Adicionalmente, desde el año 2016 se observa un cambio en la tendencia de la producción observada, debido a que ésta, en lugar de seguir incrementándose, disminuye.

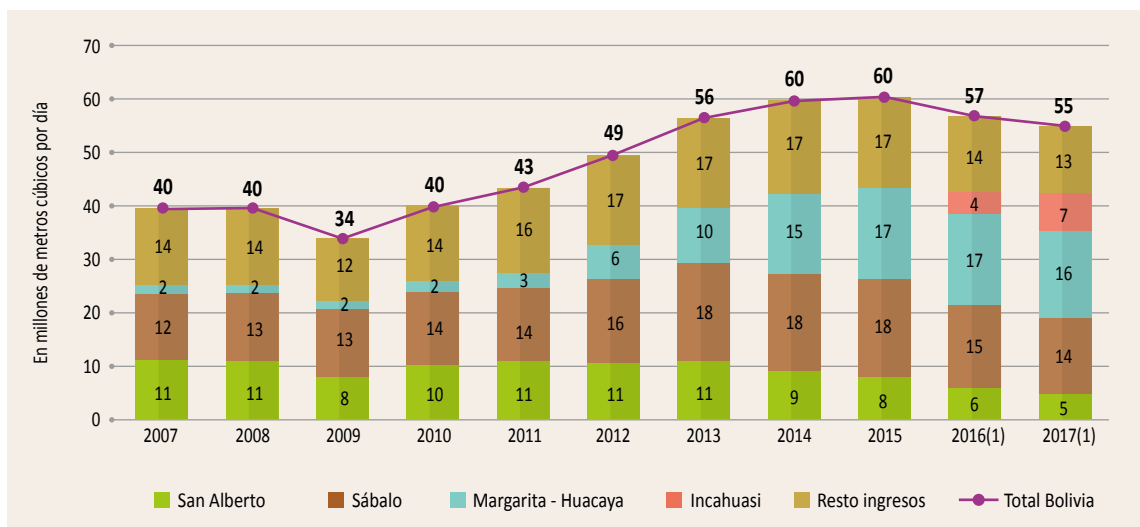
Las principales razones que explican este comportamiento son tres: la primera, una declinación más rápida de los campos en actual producción, debido posiblemente a la sobreexplotación a la que fueron sometidos; la segunda es el retraso en el desarrollo de proyectos que ya tenían un grado de avance (campos Grupo B), como el campo Itau,

que se esperaba inicie su producción el año 2010 y en realidad lo hizo el 2015; o el campo Incahuasi previsto para el 2012, pero que en realidad inició el 2016. La tercera razón consiste en el enorme rezago que existe en la actividad de exploración, proyectos como San Telmo o Iñiguazu que debieron haber iniciado su producción el año 2014 ni siquiera cuentan con un contrato de exploración firmado y aprobado por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

3.2. Comportamiento de la producción

Desde fines del año 2014 los precios de exportación de gas natural han disminuido considerablemente, lo cual repercutió en menores ingresos para el Estado. Sin embargo, esta situación se torna más preocupante al observar que desde el 2016 la producción de gas natural tiene una tendencia a disminuir, como se observa en el siguiente gráfico.

GRÁFICO Nº 8: Producción promedio diaria fiscalizada de Gas Natural



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

(1) Corresponde a datos de producción entregada por campo, para el año 2017 se utilizaron reportes de producción por campo que publicaba el Ministerio de Hidrocarburos hasta septiembre.

Como se observa en el gráfico anterior, los campos Margarita y Sábalo continúan siendo los más importantes, aportando, en promedio, cerca de 55% de la producción total de gas natural. Sin duda, llama la atención la disminución, por segundo año consecutivo, de los volúmenes de gas natural del campo Sábalo, aspecto que muestra que, de no seguirse desarrollando el bloque, éste podría entrar en declinación en los próximos años. Asimismo, la declinación del campo San Alberto ha venido siendo compensada con la producción del campo Incahuasi que, de acuerdo con declaraciones del Ministerio de Hidrocarburos, el año 2018 iniciaría su segunda fase y un incremento de producción proveniente de ese campo. Queda esperar su cumplimiento.

Por otra parte, en Bolivia, cerca de 75% de la producción de hidrocarburos líquidos es condensado, el cual está asociado al gas natural, seguido por gasolina natural y petróleo; por ello, ante una disminución en la producción de gas natural también baja la de petróleo condensado.

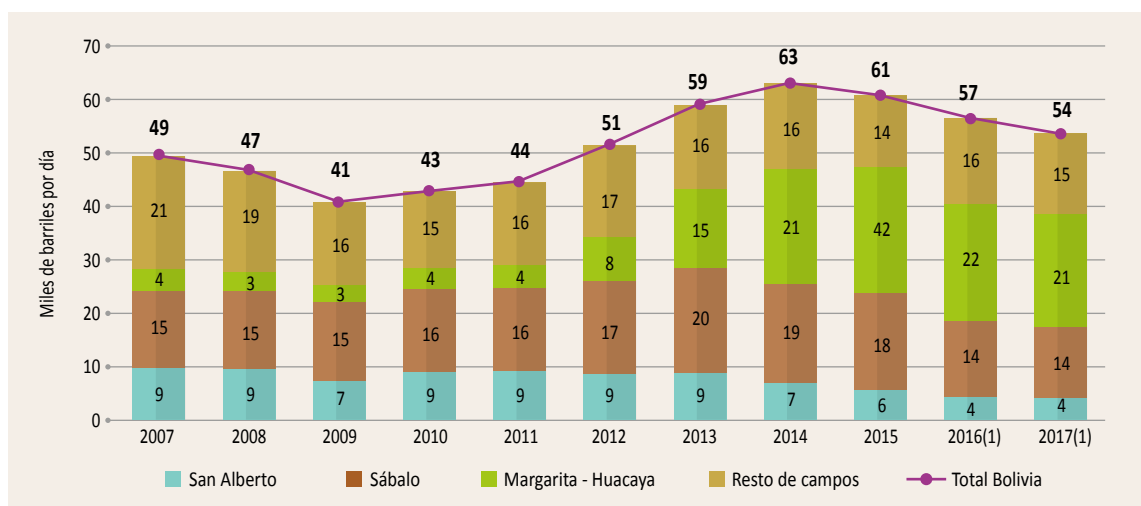
Al estar la producción de hidrocarburos líquidos asociada a la producción de gas natural, siguen la tendencia de este hidrocarburo por lo que a mayo de 2017 también se observa una disminución en relación a 2016. Es pertinente hacer notar nuevamente el retroceso en materia de transparencia y acceso a información en que vienen incurriendo tanto YPFB como el Ministerio de Hidrocarburos. Si bien este último ha actualizado su página web que permite visualizar mejor algunos datos, éstos son agregados y no es posible realizar un seguimiento a detalle por campo, que sí estaba en su anterior portal.

Como se mencionó en el acápite 1.3 de este reporte, la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos, en su artículo 6, establece que YPFB deberá publicar semestralmente, en su página web, información relativa a producción, precios, ingresos brutos y costos recuperables, entre otras variables, por campo y tipo de hidrocarburo (gas natural, líquidos, etc). Al existir un marco legal vigente éste debería ser cumplido, más allá de la voluntad y parecer de autoridades que ocupan cargos ejecutivos transitoriamente, y por el cual deberán rendir cuentas oportunamente a la población boliviana.

Por otra parte, en diciembre de 2015 el Gobierno aprobó la Ley N° 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, como respuesta a la necesidad de exploración para incrementar las reservas y la producción de hidrocarburos. La mencionada norma, en su artículo 11, establece la creación de un Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (FPIEEH) que es financiado con el 12% de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) antes de la distribución a sus beneficiarios.

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 2016 a julio 2017 el mismo alcanza a 1.442 millones de dólares, como se muestra en el gráfico N° 10.

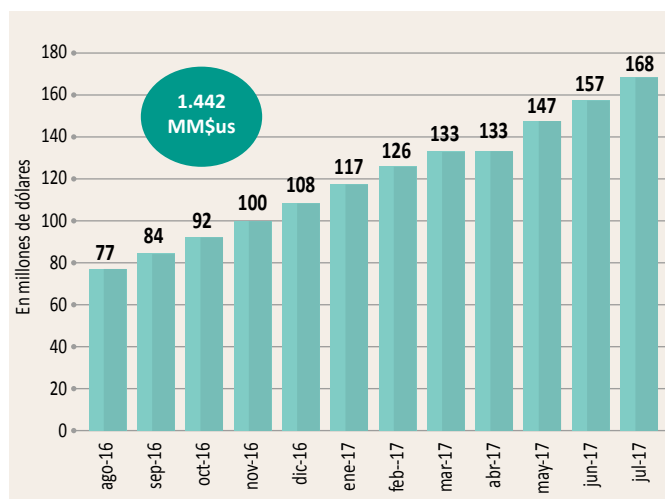
GRÁFICO N° 8: Producción promedio diaria fiscalizada de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB y Ministerio de Hidrocarburos

(1) Corresponde a datos de producción entregada por campo, para el año 2017 se utilizaron reportes de producción por campo que publicaba el Ministerio de Hidrocarburos hasta septiembre.

GRÁFICO Nº 10: Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Rendición Pública de Cuentas del Ministerio de Hidrocarburos, agosto 2017.

Esta situación muestra que las Entidades Autónomas Territoriales, universidades públicas, Tesoro General de la Nación y beneficiarios del IDH dejaron de percibir 1.442 millones de dólares en un periodo de 12 meses, monto que debió ser destinado a salud, educación, caminos y desarrollo productivo, como establecía el artículo 57 de la Ley Nº 3058 que creó el IDH. 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 8 a 4 dólares de renta petrolera por cada dólar invertido⁹.

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 ductos¹⁰ 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 año 2006), Gas Transboliviano (nacionalizada el año 2008) y YPFB Transierra (nacionalizada el año 2014). Esta multiplicidad de actores dificulta una mejor gestión de la actividad del transporte

de hidrocarburos, debido a que demanda tiempo articular las planificaciones y presupuestos de cada una e implica una mayor burocracia de la necesaria; por ello, entre los desafíos para la nueva ley de hidrocarburos se encuentra el unificar las empresas de transporte de hidrocarburos.

La mayoría de los ductos en Bolivia fueron construidos en el periodo 1970–1999, siendo que 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 el 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 suficiente producción, pero también porque la capacidad del sistema de gasoductos no ha sido ampliada; ejemplo de ello ha sido el proyecto de hierro del Mutún, que demandaba cerca de 2,5 Millones de metros cúbicos por día (MMmcd) o proyectos mineros en el sur de Potosí.

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 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, se deben considerar los planes de ampliación de la planta de la Fábrica Nacional de Cemento S.A. (FANCESA), principal industria del departamento; asimismo, el proyecto de la Fábrica de Vidrio que se construyó en el municipio de Zudañez de ese departamento (a 100 Km de la ciudad de Sucre) que requiere de gas natural para un funcionamiento más eficiente, insumo que debió ser provisto mediante la construcción del gasoducto

⁹ <http://hoybolivia.com/Noticia.php?IdNoticia=166325>

¹⁰ Un ducto es una tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea de manera subterránea o de manera superficial.



Incahuasi–Cochabamba, cuya construcción estaba prevista para el año 2015 y a la fecha aún no ha sido iniciada.

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, en ese caso, se debe desarrollar infraestructura de transporte a occidente que marque el inicio de estas políticas.

5. REFINACIÓN

A través del Decreto Supremo Nº 29128, de 11 de mayo de 2007, el Estado boliviano, por intermedio de YPFB, adquirió el 100% del paquete accionario de las refinerías del país, incorporando a dichas empresas como parte de YPFB Corporación, bajo la denominación YPFB Refinación S.A.

De esta manera, YPFB Refinación es la responsable de la administración de la actividad de refinación dentro de la cadena de hidrocarburos, operando la refinería Gualberto Villarroel, situada en la ciudad de Cochabamba, y de la refinería Guillermo Elder Bell, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra.

La refinería Gualberto Villarroel, construida en 1948, es la planta de refinación con mayor capacidad de procesamiento de petróleo en el país, con una capacidad

actual para procesar de 40.200 BPD y la refinería Guillermo Elder Bell, construida en 1979, cuenta con una capacidad de procesamiento de 24.000 BPD.

Entre los principales productos desarrollados por las refinerías se encuentran el GLP, la gasolina especial, la gasolina premium, la gasolina especial de 91 octanos y una amplia gama de lubricantes para motores, tanto a diésel como a gasolina, y para diferentes cajas de transmisión, engranajes, etc.

En cuanto a los productos, en noviembre de 2017, el Ministerio de Hidrocarburos anunció que se ponía a disposición de los consumidores el combustible denominado gasolina especial de 91 octanos¹¹ (denominada RON¹² 91) que se suma a la oferta ya existente de la gasolina especial de 85 octanos y a la gasolina premium de 95 octanos. Con la introducción de este producto en el mercado interno han surgido muchas especulaciones indicando que dicha gasolina tendría como fin sustituir a la gasolina especial de 85 octanos; sin embargo, el Gobierno manifestó que esto no ocurriría y comprometió su credibilidad ante la población, por lo que debe garantizar plenamente el abastecimiento de la gasolina especial de 85 octanos para el grupo poblacional que requiere ese producto.

Asimismo, resulta positivo que el mercado nacional cuente con mayor variedad de gasolinas y que sea el consumidor quien elija el tipo de combustible que utilizará, en función a su poder adquisitivo. Empero, resulta importante también que YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos garanticen el normal aprovisionamiento de la nueva gasolina en todos los departamentos y surtidores del país.

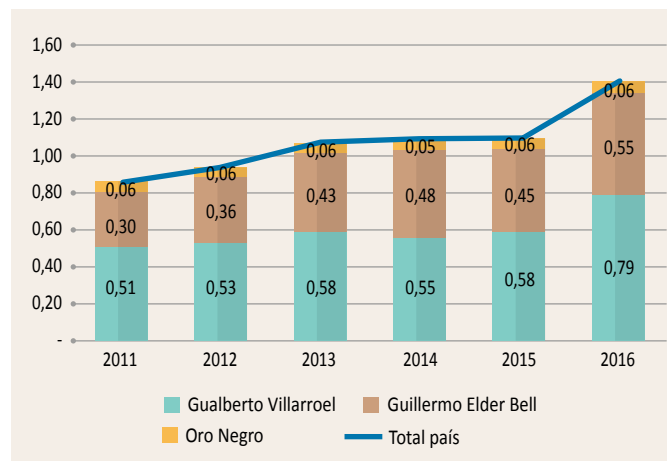
En el caso de la gasolina especial, para el periodo 2011 a 2016, el promedio anual de producción estuvo por el millón de metros cúbicos por año, de los cuales la Refinería Gualberto Villarroel aportó con alrededor de 54%, la Refinería Guillermo Elder Bell con 40% y el restante 6% fue aportado por la empresa Oro Negro. En general, como se observa en el gráfico, la producción de gasolina especial fue

¹¹ 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.

¹² 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.

creciendo en el periodo observado y el 2016 se advierte el mayor incremento en la producción, siendo 28% superior al volumen producido el año 2015, esto debido a la puesta en marcha de la nueva unidad de Isomerización de Gasolina Liviana, en la Refinería Guillermo Elder Bell.

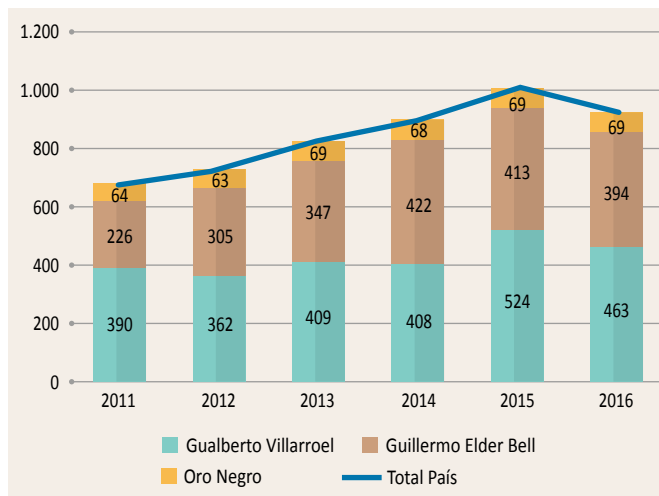
GRÁFICO N° 11: Gasolina Especial - En MMm³



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANH.

Después de la gasolina especial, el diésel oil es el segundo combustible de mayor producción de las refinerías, durante el periodo 2011 a 2016 la producción promedio anual alcanzó a 840.000 metros cúbicos, de los que 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 realizadas en las diferentes gestiones, en las dos primeras refinerías, lograron el incremento en la capacidad de carga de crudo y en la capacidad de procesamiento, lo cual ha permitido un incremento sostenido de la producción de diésel oil de 2011 a 2015.

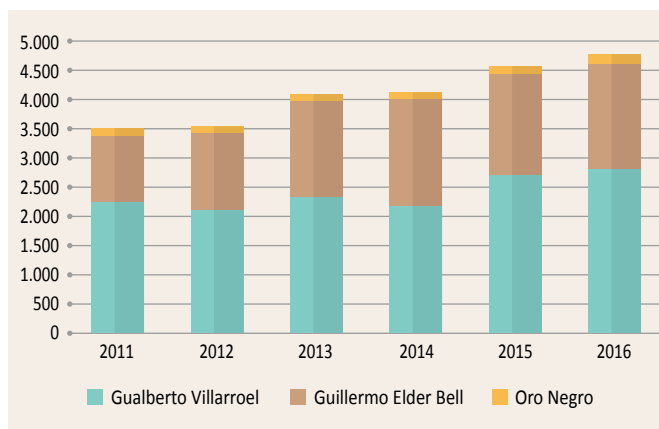
GRÁFICO N° 12: Diésel Oil - En MMm³



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANH.

La producción de GLP en refinerías es mucho menor a la producida en plantas, así las refinerías en conjunto producen un promedio mes de 360 TMD y las plantas registran más del doble de dicha producción por mes, siendo la mayor producción proveniente de la refinería Gualberto Villarroel (58%). A partir de 2013 se adiciona aproximadamente 330 TMD al GLP de refinerías y campos proveniente de la Planta de Separación de Líquidos de Río Grande y posteriormente, a partir de 2015, se suma la producción proveniente de la Planta Separadora de Líquidos Gran Chaco, hoy en día denominada Carlos Villegas, con 526 TMD; sin embargo, ambos proyectos han sido cuestionados debido a que estas plantas aún no estarían operando al 100% de su capacidad instalada debido a un mal diseño del proyecto, falta de mercados y producción de gas¹³.

GRÁFICO N° 13: GLP - En Toneladas Métricas Día

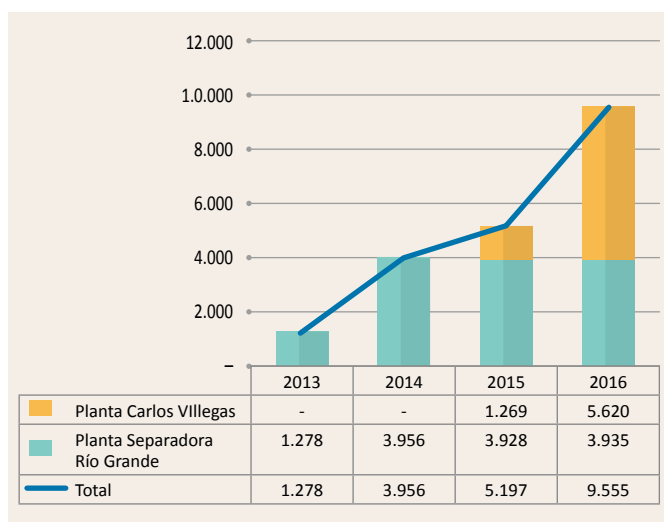


Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANH.



13 <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>

**GRÁFICO N° 14: GLP de Plantas de Separación de Líquidos
En Toneladas Métricas Día**



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANH.

6. COMERCIALIZACIÓN

En el marco de lo establecido en la Constitución Política del Estado (artículo 361), YPFB es la única empresa facultada para realizar la comercialización de hidrocarburos; consecuentemente, 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 en el mercado interno como en el externo.

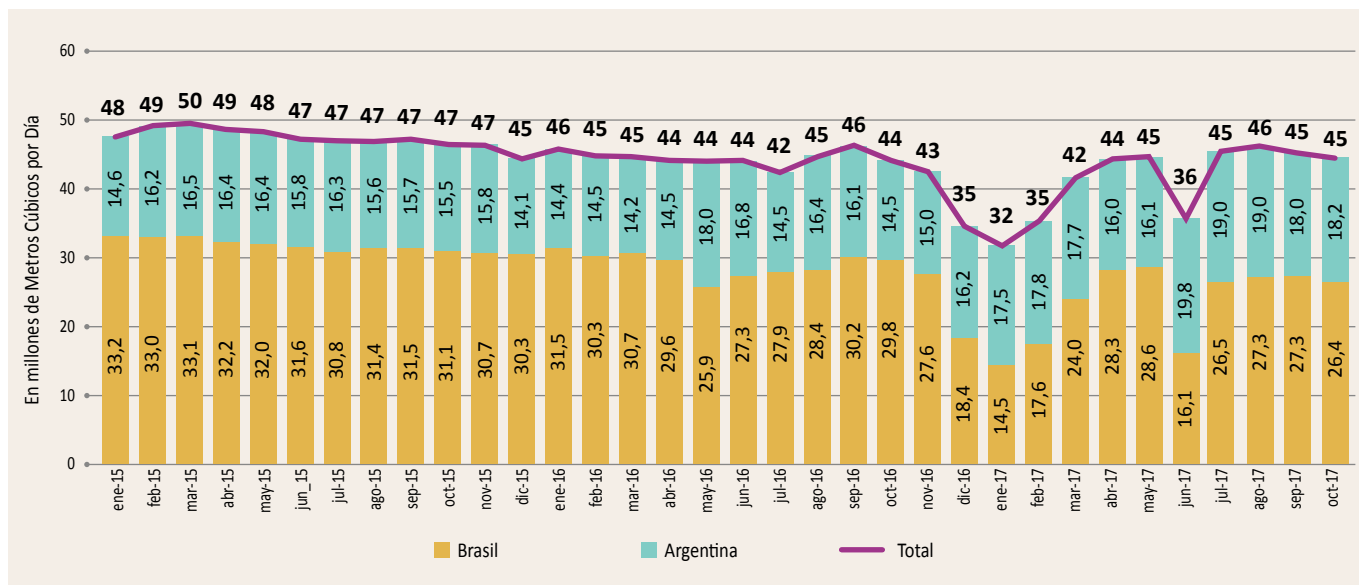
6.1. Mercado externo

El principal hidrocarburo que se produce en Bolivia es gas natural, el cual –una vez que ha cubierto la demanda interna¹⁴, que alcanza a 20% de lo producido– es exportado a Brasil y Argentina, en el marco de los contratos que tiene suscritos Bolivia con esos países.

En el caso de Argentina, estos compromisos consistieron, para invierno de 2017, en una cantidad máxima de exportación de gas de 23,9 MMmcd y una mínima de 20,3 MMmcd; y en verano, una cantidad máxima de 20,3 MMmcd y una mínima de 16,7 MMmcd. En el caso de los envíos a Brasil, el volumen mínimo fue aproximadamente 24 MMmcd y el máximo de 30,08 MMmcd, si se incluye el gas combustible de 1,5 MMmcd, Bolivia debería enviar 31,5 MMmcd.

¹⁴ La Resolución Ministerial N° 255, de diciembre de 2006, establece como prioridad el abastecimiento del mercado interno, y con los excedentes el siguiente mercado en ser atendido es Brasil, en el marco del contrato de compra-venta de gas natural suscrito entre Bolivia y la República Federativa de Brasil denominado GSA (Gas Supply Agreement). Finalmente, luego de la exportación de volúmenes de gas natural a ese país, el tercer mercado de destino es la República Argentina, a pesar de que este último comprador paga, incluso, mejor precio; sin embargo, debido al compromiso adquirido con Brasil en 1996 y las inversiones realizadas para garantizar el cumplimiento de dicho contrato, el segundo mercado en importancia es el brasilero.

GRÁFICO N° 15: Comercialización de Gas Natural (MMmcd)



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



Como se aprecia en el gráfico, con relación a Brasil, el 2017 se experimentaron significativas bajas en los envíos con respecto a 2016; así, el promedio exportado a Brasil hasta octubre de 2017 fue 18% menor en relación al registrado el 2016 para el mismo periodo. Las bajas más significativas en los envíos fueron registradas en enero, febrero y junio de ese año, donde las entregas se situaron por debajo de lo definido en contrato. Las explicaciones sobre la baja demanda de Brasil se sustentaron, inicialmente, en la época de lluvias en ese país; sin embargo, posteriormente se informó que la reducción se debió a una menor actividad económica, lo que repercutió en una significativa reducción del consumo de gas natural como insumo en la industria brasileira¹⁵.

Por su parte, en el caso de la venta de gas a Argentina, los envíos para el 2017 estuvieron, en su mayoría, por encima de los realizados el 2016; no obstante, considerando que el contrato establece un volumen de entrega contractual mínimo de 20,3 para invierno y 16,7 MMmcd para verano, existieron diferentes meses, como abril y mayo, en los cuales no se alcanzaron esos volúmenes mínimos; sin embargo, según YPFB, se estaría cumpliendo el contrato a cabalidad¹⁶. Al respecto, en cuanto a la diferencia entre los volúmenes enviados de gas que se conocen y los volúmenes contractuales, no es posible inferir si hubo “*take or pay*” o la generación de una multa por parte de alguna de las partes, porque para tal definición es necesario conocer, primero, si el vecino país es el que estaría nominando o no el mínimo contractual y, además, conocer el poder calórico (energía)

enviado, esto ya que tanto el precio como las multas se aplican sobre contenido energético del gas natural y no así sobre el volumen comercializado, y esta información a la fecha no se encuentra publicada por ninguna institución del sector.

Según autoridades de Gobierno, existen volúmenes de gas que por distintos motivos Bolivia no envió a Brasil y serán distribuidos durante 18 meses después de la finalización del contrato de compraventa con el vecino país; en tal sentido, YPFB debe tomar las previsiones necesarias para que de dichos volúmenes, al momento de ser producidos, liquiden las regalías e impuestos definidos por ley, esto ya que en su momento Brasil realizó el pago por un volumen que no retiró¹⁷.

El contrato de compra venta de gas natural suscrito por YPFB–Petrobras (GSA) en 1996 tiene una duración de 20 años, a partir de 1999 hasta 2019. Inicialmente, este contrato establecía el envío de 16 MMmcd de gas natural; sin embargo, después de la firma de dos adendas se llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 MMmcd.

Así, 51% de las ventas de gas natural boliviano tienen por destino el vecino país y en relación a las exportaciones constituye el 70% de éstas; por tanto, existe una preocupación porque dicho contrato concluiría en aproximadamente dos años y las negociaciones para su ampliación habrían iniciado a partir de 2015.

Durante el 2017 se difundieron algunos estudios sobre la posibilidad que exploraría Brasil de comprar la mitad del volumen negociado actualmente, además de mostrar las proyecciones que tiene ese país en cuanto a la diversificación de su matriz energética, factores por los cuales no habría escenarios muy alentadores para mantener las condiciones del contrato que está por culminar. En todo caso, el cambio de contexto regional y global hace prever que las condiciones que sufrirían cambios en una nueva renegociación del contrato serán: comprador, precio, plazo y cantidad.

Tras muchos anuncios, recientemente el Ministro de Hidrocarburos habría manifestado que Petrobras ha 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 vecino país¹⁸. En tanto, el Ministerio de Hidrocarburos gestionaba

15 <http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20170222/baja-envio-gas-brasil>
<http://www.paginasiete.bo/economia/2017/11/28/brasil-baja-demanda-51-atribuyen-lluvias-161076.html>

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

17 <http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20171208/envio-gas-remanente-brasil-sera-desfavorable-bolivia>

18 <http://www.paginasiete.bo/economia/2017/12/8/gobierno-petrobras-comprar-slo-mmcd-162334.html>

reuniones con autoridades de distintos estados brasileiros en procura de consolidar contratos interrumpibles de gas a corto y mediano plazo¹⁹.

El impacto para la población se explica por la alta dependencia de los ingresos provenientes de los hidrocarburos y porque el principal contrato a largo plazo que brindaba cierta estabilidad –mermada en algún momento por precios y falta de producción- ahora se ve amenazada por un remplazo de contratos a corto y mediano plazo, por lo que urge la búsqueda de nuevos mercados estratégicos con contratos a largo plazo que provean al país una estabilidad financiera respecto a los ingresos por hidrocarburos.

Finalmente, además de gas natural, a partir de 2014, Bolivia tiene la posibilidad de exportar volúmenes de GLP, luego que el mercado interno ha sido completamente abastecido. A partir de ese momento, los países compradores fueron Perú, Uruguay y Paraguay. El 2015 no se registraron envíos a Uruguay y el principal destino fue el mercado peruano, con una venta total anual de 26.097 toneladas métricas, y el mercado paraguayo, con 17.845 toneladas métricas.

Para el año 2016, los porcentajes variaron un poco, ya que el mercado paraguayo se llevó casi 51% del volumen exportado, con 57.351 toneladas métricas, y cerca de 49% se destinó a Perú, con 57.079 toneladas métricas. Asimismo, fruto de una licitación internacional lanzada por la empresa Petróleos Paraguayos (Petropar), el 2016, YPFB se adjudicó la provisión de GLP al vecino país, a la fecha no

ha sido publicado el contrato de compra-venta que permita evaluar los pormenores; sin embargo, YPFB manifestó en 2017 haber facturado 129 millones como ingresos brutos por la exportación de Gas Licuado de Petróleo (GLP) a Paraguay (186.760 TM), Perú (112.754 TM) y Uruguay (1.560 TM)²⁰.

6.2. Mercado interno

Debido a la poca existencia de petróleo crudo en los yacimientos bolivianos y a la gran cantidad de gas natural que se encuentra en los mismos, el Gobierno, desde hace varios años, ha adoptado una política de cambio de matriz energética que consiste básicamente en el reemplazo del uso de combustibles líquidos por gas natural. En este sentido, se han impulsado las siguientes acciones: i) Instalación de redes de gas domiciliario en varios departamentos del país; ii) Instalación gratuita de kits de conversión vehicular a gas natural, iii) Remotorización de vehículos en el oriente boliviano, para cambiar el uso de diesel oil a gas natural; y iv) Implementación de proyectos de Gas Natural Licuado, por lo tanto, los volúmenes de gas al mercado interno han sido incrementales a lo largo del tiempo; sin embargo, para el 2017, con datos disponibles a octubre de ese año, el promedio anual habría sido 2,67% menor en relación a 2016.

Los sectores residencial, comercial, industrial y transporte vehicular fueron los principales consumidores, mientras que, en segundo lugar, se ubica el sector eléctrico. Aquellos consumidores directos y los que no se encuentran interconectados al sistema central de transporte y distribución presentan una participación mínima en el consumo total.

GRÁFICO Nº 16: Consumo de Mercado Interno de Gas Natural - En MMmcd

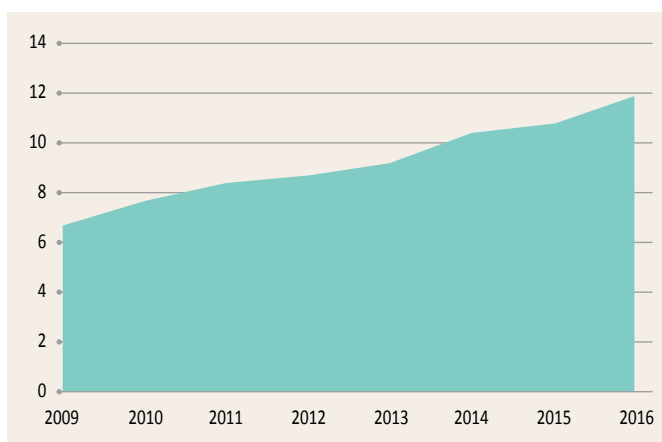
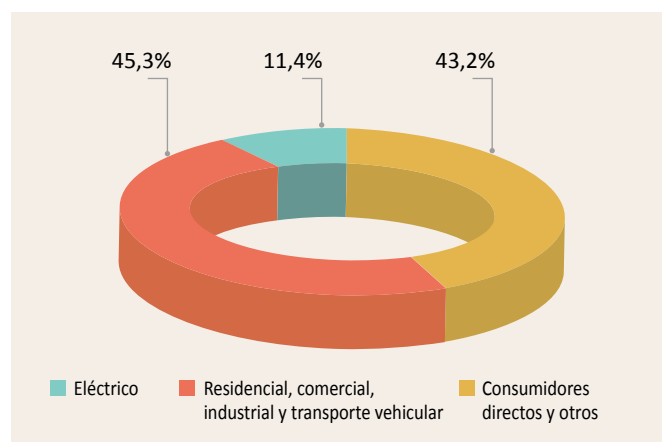


GRÁFICO Nº 17: Consumo Gas Natural Mercado Interno por sector (En porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con base en YPFB Transporte e YPFB.

¹⁹ <http://elpaonline.com/index.php/2013-01-15-14-16-26/nacional/item/275709-gobierno-y-brasil-definiran-contratos-de-venta-de-gas>

²⁰ <http://www.elpaonline.com/index.php/2013-01-15-14-16-26/nacional/item/273125-ypfb-facturo-us-129-mm-por-venta-de-glp-a-paraguay-peru-y-uruguay>

6.3. Precios

Uno de los factores más importantes a tomar en cuenta dentro de la comercialización de hidrocarburos es el precio de venta en los diferentes mercados; de esta manera, el precio de venta en el mercado interno se encuentra regulado 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.

Sin embargo, los precios de exportación de gas natural sí registran variabilidad debido a que los contratos de exportación de gas natural que tiene suscritos Bolivia, contienen 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 el precio internacional del petróleo afectan el precio de las exportaciones de gas bolivianas y, por ende, sus ingresos; pero no de manera inmediata, sino con un diferimiento de tres meses.

En cuanto a los precios promedio de venta anuales del gas boliviano, para fines de 2017 fueron de 4,80 \$us/MMBTU para Argentina y de 3,70 \$us/MMBTU para Brasil. En comparación con 2016, se observa un incremento de 36,3% en el precio que pagó Argentina y de 21,5% en el precio para el mercado brasileiro. Este incremento fue una respuesta del incremento en los precios internacionales

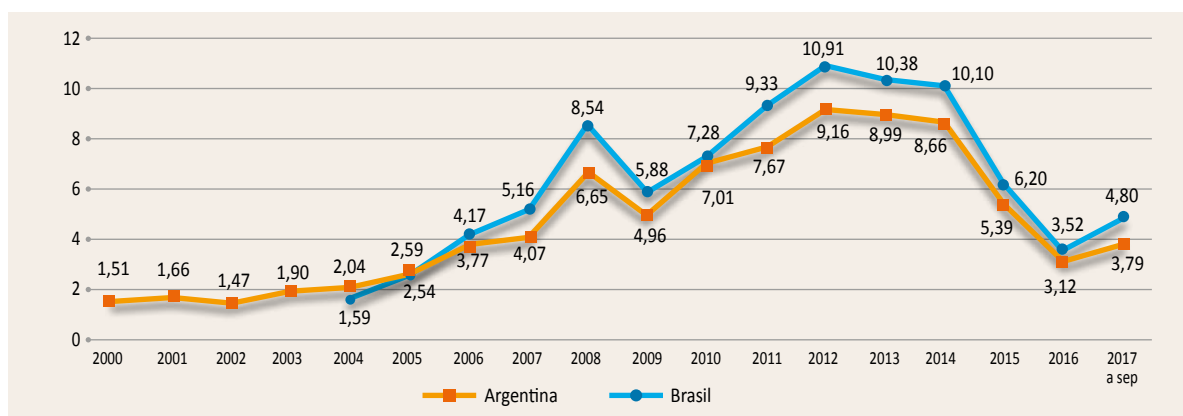
de petróleo que durante el 2017 experimentaron un incremento promedio de 15% con relación a 2016.

Sobre el tema, en el reciente Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG) que se llevó a cabo en la ciudad de Santa Cruz, entre sus diversos contenidos, una fue la preocupación por lograr un “enfoque más equitativo” en la fijación de precios para el gas natural, así la Declaración de Santa Cruz de la Sierra instó a considerar un “precio justo para el gas natural, tomando en cuenta sus ventajas en términos de eficiencia energética y primas medioambientales. Al respecto, bajo ese concepto es necesario evaluar si los precios de venta del gas natural al mercado interno reflejarían todas las connotaciones financieras y medioambientales de la exploración y explotación de gas natural; además, en la presentación del Presupuesto General del Estado Gestión 2018, el Ministerio de Economía informó que la subvención a los hidrocarburos, incluyendo combustibles y gas licuado, subiría en 4%, de 1.794,5 millones de bolivianos a 1.874,1 millones²¹. En cuanto al precio de exportación del gas boliviano se debe trabajar en lograr concertar los mejores escenarios de precios para el beneficio de Bolivia, mismos que indefectiblemente incluirán referencias internacionales por temas de costos de oportunidad para los países firmantes.

7. INDUSTRIALIZACIÓN

Luego de muchos anuncios, en septiembre de 2017 se inauguró la Planta de Urea y Amoniaco, en Bullo Bullo, Cochabamba, pero las ventas anunciadas para noviembre estaban pendientes hasta definir el precio del transporte de este producto que se destinaría principalmente al mercado brasileiro.

GRÁFICO Nº 18: Precio Promedio Anual de Exportación de Gas Natural por Mercado de Destino - En dólares por millón de BTU



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

²¹ https://www.eldia.com.bo/index.php?c=Portada&articulo=-Gobierno-preve-que-en-2018-subsidio-a-hidrocarburos-suba-a-Bs1.874-millones&cat=1&pla=3&id_articulo=240088

El proyecto de amoniaco y urea ha sido encarado por YPFB, siendo que la Constitución Política del Estado establece que la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos es la responsable de ejecutar los proyectos de industrialización; aspecto que refleja la imperiosa necesidad de una nueva ley sectorial que defina con claridad los roles de cada uno de los actores vinculados al rubro hidrocarburífero.

Un aspecto también preocupante en relación al proyecto de amoniaco y urea es que, si bien las autoridades sectoriales han realizado anuncios de exportación a Brasil, se desconoce si éstos ya se han plasmado en contratos suscritos y cuáles son los términos de los mismos en relación con: cantidad, precio, temporalidad, calidad y multas.

Recientemente, el Gobierno confirmó que las plantas de urea y amoniaco paralizaron su trabajo, sin embargo, aclaró que la pausa fue programada para llevar adelante tareas de mantenimiento de los equipos y que no se afectarán los contratos asumidos por la compañía²².

Adicionalmente, el gerente general de la Cámara Agropecuaria del Oriente (Cainco), Edilberto Osinaga, manifestó la preocupación de sus afiliados respecto a continuar con la compra del fertilizante producido en Bolivia debido al incremento en el precio reportado en diciembre. Según Osinaga, durante la firma del 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. Por otro lado, ese monto sería superior al precio de exportación del fertilizante a Brasil de 300 dólares por tonelada. YPFB

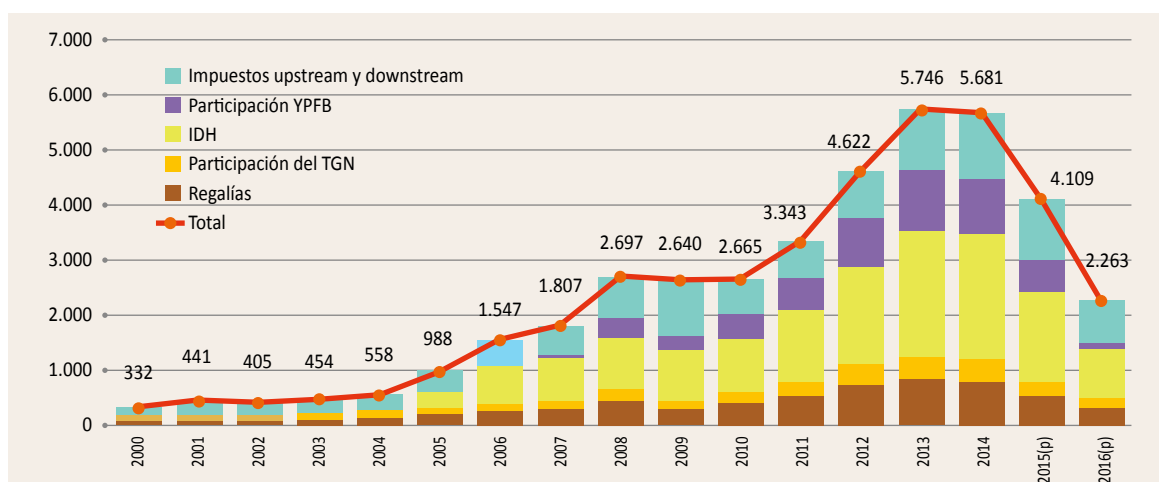
no emitió ningún informe oficial sobre esta situación²³. Para realizar un análisis objetivo es necesario que las autoridades pongan a disposición de la población los proyectos, contratos y reportes de producción de todos los emprendimientos de industrialización. Asimismo, de acuerdo con la CPE, las regiones deben beneficiarse de las utilidades de los proyectos de industrialización; por tanto, esta información debe ser transparente y desarrollar los mecanismos para el cumplimiento de lo estipulado en la Constitución.

8. RENTA PETROLERA

Para abordar la renta petrolera en Bolivia se identifican dos momentos distintos, cualitativa y cuantitativamente. El primero es antes del año 2005 cuando estaba vigente la Ley N° 1689 que regulaba al sector hidrocarburos y establecía un régimen regalitario de 18% a favor del Estado, lo cual originó una creciente crisis social en demanda de una mayor participación estatal. El segundo momento sucedió desde el año 2005 en adelante, caracterizado por la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (32%) en el marco de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, tributo 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.

El comportamiento de la renta petrolera en Bolivia muestra un cambio significativo en los últimos dos años. Luego de casi 11 gestiones de permanentes incrementos se observa una importante disminución, alcanzando niveles casi similares a los de 2007, como se observa en la siguiente gráfica.

GRÁFICO N° 19: 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.

²² <http://www.paginasiete.bo/economia/2017/12/10/gobierno-afirma-planta-rea-par-mantenimiento-162560.html>

²³ <http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20171209/precios-problemas-planta-urea-amenazan-mercados>



El año 2004 se registró un importante crecimiento en la renta petrolera y desde el año 2005, con la creación del IDH, la tendencia fue ascendente. Este impuesto 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; 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.

Adicionalmente, a partir del año 2011 se observa una nueva tendencia creciente debido a 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, coincidente con un ciclo de precios en subida.

Pero el nuevo contexto de precios internacionales del petróleo y su efecto en los precios de exportación de gas

natural boliviano ha tenido un marcado impacto en la renta petrolera los años 2015 y 2016, en ésta última gestión se ha observado una disminución de 60% en relación a los ingresos percibidos el año 2014, y alcanza niveles similares a los observados el año 2007, aspecto que permite afirmar que fue esta variable la principal impulsora de los ingresos fiscales generados por este sector en el periodo 2004-2014.

La renta petrolera depende fundamentalmente de las variables de cantidad producida y del precio al cual se valoran las regalías e IDH; por tanto, para la sostenibilidad de estos importantes ingresos que recibe el país y que beneficia a niveles nacional y subnacional, se deberían adoptar mecanismos que minimicen los impactos de la volatilidad de precios, cambios en los mercados de exportación e incluso una eventual caída de reservas, lo que resulta cada vez más urgente.

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.

9. CONCLUSIONES Y DESAFÍOS

- Luego de ocho años de aprobada la nueva Constitución Política del Estado, el país no renovó la Ley de Hidrocarburos que haga operativa la política hidrocarbúfera definida en la Constitución; reestructure el sector definiendo roles institucionales claros para cada uno de los actores; genere políticas coherentes de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos; y establezca mecanismos de transparencia y acceso a la información, acordes al contexto actual.
- La exploración de hidrocarburos tropieza con importantes limitaciones administrativas que hacen lento el proceso de selección de empresas, negociación de contratos y aprobación de los mismos por parte de la Asamblea Legislativa Plurinacional. Adicionalmente, la falta de nuevos mercados y la renegociación del principal contrato con Brasil no ayudan en la atracción de inversiones, más allá de numerosos memorándums y actas de intención de inversión que, al final, no se concretizan en contratos de exploración tangibles.
- Resulta necesario diseñar una política que garantice, por una parte, la reposición de reservas mediante procesos de exploración de hidrocarburos y, por otra, que permita abrir nuevos mercados a fin de asegurar ingresos sostenibles a mediano y largo plazo, destinados a financiar el desarrollo de otros sectores económicos.
- YPFB aún no es la empresa operadora para lo cual fue refundada. Sus resultados en exploración no son alentadores, no existen resultados positivos en ninguna de las 100 áreas reservadas para exploración y explotación de hidrocarburos, por lo que resulta urgente una reestructuración definitiva de la empresa, que implique transferir su estructura fiscalizadora de contratos a la ANH y fortalecer su rol operador mediante la contratación de personal idóneo, designación de un presidente ejecutivo oficial y normando el uso de su participación en las ganancias de los contratos de operación como mecanismo para financiar sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- La producción de hidrocarburos continúa basada en la explotación de los grandes campos que fueron descubiertos en décadas pasadas. En los últimos dos años, la producción ha ido disminuyendo en relación a los niveles alcanzados el año 2015, posiblemente por una declinación de uno de los principales campos; pero también por una menor demanda por parte del principal mercado de destino del gas natural que es Brasil, aspecto que resalta la urgente necesidad de gestionar nuevos mercados a largo plazo.
- Dado que gran parte de los ingresos que tiene el país proviene de la venta de hidrocarburos a Brasil se deben diseñar estrategias para lograr una renegociación favorable del contrato GSA, así como una estrategia para prever los cambios que de ello pueda derivarse.
- Debido a la disminución del precio de exportación de gas natural, los ingresos por renta petrolera continuaron bajando el año 2016. Si bien fue posible una pequeña mejora en el año 2017, resulta necesario que las regiones beneficiarias discutan los criterios de distribución al interior de cada departamento y entre beneficiarios, ello con el fin de generar instrumentos de ahorro, mecanismos de diversificación económica y políticas de desarrollo social sostenibles en el largo plazo.
- 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 estos negocios de acuerdo con la Constitución Política del Estado.

SECTOR MINERÍA

10. GOBERNANZA DEL SECTOR MINERO

El sector minero boliviano es, cada vez, más importante en los ámbitos económico, político y social. El marco normativo que se sustenta en la Ley N° 535, de 2014, nació con contradicciones con otras disposiciones e incluso con la propia Constitución Política del Estado; por esa razón, ya sufrió una importante reforma a través de la Ley N° 845, de 2016.

Asimismo, su institucionalidad ha sufrido algunas modificaciones, producto de la aplicación de la nueva Ley de Minería que empieza a consolidarse poco a poco. En consecuencia, la Autoridad Jurisdiccional Administrativa Minera (AJAM) y el Servicio Geológico Minero (SERGEOMIN) son nuevas entidades que han terminado de estructurar sus métodos, procesos y procedimientos; empero, la COMIBOL Corporativa, que debía nacer el 2017, todavía espera la voluntad política para hacerse realidad.

Respecto al acceso a la información, ha sido menos fluido que en gestiones pasadas; sin embargo, los boletines estadísticos del Ministerio de Minería han mejorado en calidad, significativamente.

Estos tres aspectos serán analizados en los próximos párrafos.

10.1. Necesidad de ajustes a la Ley Minera N° 535, Política Minera

Una de las contradicciones más serias de la Ley N° 535 con la Constitución Política del Estado es la referida a la propiedad de los minerales. La Constitución establece que el mineral que se encuentra en el territorio boliviano es del pueblo boliviano y el Estado está encargado de su administración. En su artículo 124, esta norma determina que quien estuviese en contra de este régimen cometería traición a la patria; sin embargo, la Ley Minera, de manera indirecta, otorga la propiedad a los operadores que lo extraen.

Aunque la ley afirma, expresamente, que respeta lo contemplado en la Constitución, en la práctica, permite que los operadores se apropien de los excedentes y paguen impuestos por ellos, dejando a cambio una compensación (regalía) para el territorio de donde se extrae el mineral. Esto es consecuencia de la liberalización del comercio de minerales y metales, impuesta por el D. S. 21060, y que los gobiernos posteriores al de esa época no lo cambiaron.

La Ley N° 535 había establecido que las áreas de la COMIBOL que estaban siendo explotadas por las cooperativas se les transfería a éstas, lo que implicaba que dejen de pagar el canon de arriendo a la entidad estatal. La Ley N° 845 cambió esta situación creando los contratos de producción para que la COMIBOL recibiese, otra vez, un pago por sus yacimientos. Pero, además, la ley establece que la cesión del área de trabajo es temporal (15 años prorrogables).



Otra gran dificultad, generada por la Ley de Minería (en realidad por la Ley Nº 3787, del año 2007) es la elusión de regalías en la minería aurífera. Esto ocurre porque se establecieron alícuotas diferenciadas para este metal en función del tipo de yacimiento; ignorando que la escala ya tomaba en cuenta ese factor. Específicamente, se estableció una regalía de 7% para el oro; pero ante gestiones realizadas por los operadores lograron establecer alícuotas menores para yacimientos complejos (5%) y marginales (2,5%). Esto provocó que, prácticamente, todo el oro extraído del territorio boliviano “provenga” de yacimientos marginales, y pague una regalía de sólo el 2,5%.

El 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Minería emitió la Resolución Nº 165, mediante la cual se busca regular la operación de los yacimientos marginales. La norma establece que si una cooperativa opera en un yacimiento marginal de oro, la cantidad máxima de metal que podría extraer en un mes sería de 20 kg; mientras que, si el operador fuese una empresa pequeña, lo máximo extraíble en un mes serían 20 kg y, si el operador fuese un individuo, el límite sería 2 kg por mes.

Esta caracterización necesaria no es muy restrictiva porque hay más de 1.000 cooperativas que explotan oro. Si cada una está autorizada a pagar una regalía baja por 20 kg mensuales, entonces, se está autorizando que 20 toneladas mensuales paguen una regalía de 2,5%. Considerando

que, en el mejor periodo de producción se han exportado 40 toneladas anuales, la medida asumida, difícilmente cumplirá la intención de controlar la elusión de regalías.

Con estas consideraciones, la Ley de Minería debe ser modificada para estar en concordancia con la Constitución Política del Estado y para que los operadores no eludan su obligación con el Estado.

10.2. Institucionalidad: Roles de cada actor, estructura y decisiones

La Ley Nº 535 reglamentó lo dispuesto por la Constitución respecto a la desaparición de las concesiones y que la relación entre el Estado y los operadores sea determinada mediante un contrato de administración; es decir, todos los operadores que tenían una concesión minera antes de diciembre de 2010 y que requieran continuar con la explotación minera en el área concedida por el Estado deberían firmar un contrato con la AJAM.

Con este propósito, esta entidad preparó los procedimientos y mecanismos para que los operadores, en un plazo corto, firmen su contrato correspondiente. El obstáculo más relevante, sobre todo para las cooperativas, fue la elaboración y presentación de un plan de trabajo que incluya el ajuste a la reglamentación ambiental. Según el Viceministerio de Cooperativas, sólo 15% de estas operadoras tiene licencia ambiental.

Este proceso de adecuación comenzó a funcionar con una clasificación que se hizo de los operadores del sector, de acuerdo con la disponibilidad de todos los requisitos.

Por otra parte, los nuevos contratos firmados por la AJAM con operadores pequeños que solicitaron áreas de trabajo pasaron a aprobación de la Asamblea Legislativa. Una ley dio luz verde a los primeros 39 contratos.

En el caso del Servicio Nacional de Registro y Control de Comercialización de Minerales y Metales (SENARECOM), con el cambio de autoridad en la dirección ejecutiva se dio paso a una campaña de control en el comercio de oro, acción respaldada por la resolución ministerial anteriormente mencionada.

Durante la gestión 2017, se esperó la refundación de COMIBOL. En enero pasado, el Ministro de Minería anunció que se daría inicio a este proceso a partir del cambio de presidente de esa entidad, pero el decreto que pondría en marcha la transformación no fue promulgado. Por su parte, la Federación Sindical de Trabajadores Mineros de Bolivia se opuso a ese cambio argumentando que una probable

modificación del estatus laboral afectaba a su sector (pasar de la Ley General del Trabajo a ser funcionarios), aunque el proyecto de decreto no mencionaba esa posibilidad. Lo cierto es que hay muchas situaciones irregulares en las que están inmersos algunos trabajadores que impiden esa transformación. Huanuni es un caso emblemático, con una estructura que ha roto la línea de mando normal al poner al Ministro a la cabeza de la empresa, por encima del presidente de COMIBOL; con los propios trabajadores que realizan el control social, con bonos, contratos y otros ingresos que hacen que los trabajadores se apropien de los excedentes que corresponden a todo el pueblo boliviano.

Por su parte, el subsector privado ha mantenido sus niveles de producción de las gestiones pasadas y ha salido de la crisis de los dos años anteriores en los cuales habían registrado pérdidas. Durante el primer semestre de 2017 las cifras obtenidas ya no fueron rojas, el resultado esperado era que generen un aporte importante para el país.

Entretanto, el subsector cooperativo no termina de salir de la crisis generada por el asesinato del Viceministro de Gobierno y la muerte de varios cooperativistas. No obstante a un cambio en la dirigencia de sus organizaciones; las relaciones con el Gobierno todavía están en un nivel bajo. La prueba es que no han podido influir significativamente en la redacción de las últimas normas que afectan a sus intereses.

Sin embargo, los plazos que había fijado el Gobierno para la readecuación de contratos tuvieron que ser ampliados, dadas las dificultades de la mayor parte de las cooperativas para cumplir los requisitos exigidos por la AJAM.

El número de cooperativas ha continuado creciendo. A mediados de 2017, el Viceministro anunció que había 1.806 cooperativas legales con más de 122.000 socios. Casi todas las nuevas cooperativas son auríferas y están asentadas principalmente en el departamento de La Paz. Su ritmo de crecimiento, por tanto, es muy grande (aproximadamente 75 por año).

10.3. Transparencia y acceso a información

Todas las solicitudes de información que se plantearon al SENARECOM fueron respondidas negativamente; ya sea directamente o pidiendo que el trámite se realice a través del Ministro del sector. Esto no ocurría en las gestiones pasadas, lo que hace suponer que hay un instructivo de cierre de las puertas al acceso a la información.

Las páginas web de las empresas del Estado tienen mucha información; pero éstas están desactualizada, sobre todo, en lo que se refiere a los registros de producción.

Las rendiciones públicas de cuentas realizadas por el Ministerio y por todas sus entidades dependientes, si bien son abiertas al público, se las lleva a cabo en lugares a los que resulta difícil desplazarse para obtener la información.

En estas rendiciones, pocas veces se ha presentado una evaluación de la gestión; en sus presentaciones se destacan algunos logros, pero no se advierte un balance autocrítico. Estas rendiciones las realizan sólo las instituciones del Estado, ni las empresas ni las cooperativas transparentan la información.



11. EXPLORACIÓN

En Bolivia, se considera que existe una gama variada de depósitos mineralógicos. La COMIBOL llevó a cabo, antes de 1985 y posteriormente entre 2006 y 2017, varias labores de prospección y exploración con flujos importantes de inversión.

Si no se encuentran nuevos yacimientos, la actividad minera deja de ser sostenible. Por el contrario, si hoy se encuentra un yacimiento, éste será explotable después de muchos años. En este periodo hay un fuerte flujo de dinero en un solo sentido; es decir, no hay recuperación del capital invertido. Esta característica de la actividad minera es poco atractiva para las inversiones importantes que cubran todo ese periodo previo a la explotación.

Lo frecuente en el mundo de la minería es que la confirmación de un buen yacimiento se dé en varias etapas y con varios cambios de la propiedad de la mina, hasta que un gran inversor, cuando ya se hayan minimizado los riesgos, decida iniciar la explotación del mineral. En este sentido, por decisión del Tribunal Constitucional, el año 2007 quedó prohibida la transferencia de yacimientos minerales; posteriormente, la Constitución Política del Estado ratificó esta determinación.

Por esta razón, la captación de inversiones nuevas en el sector se hace difícil. En otros países, este riesgo está

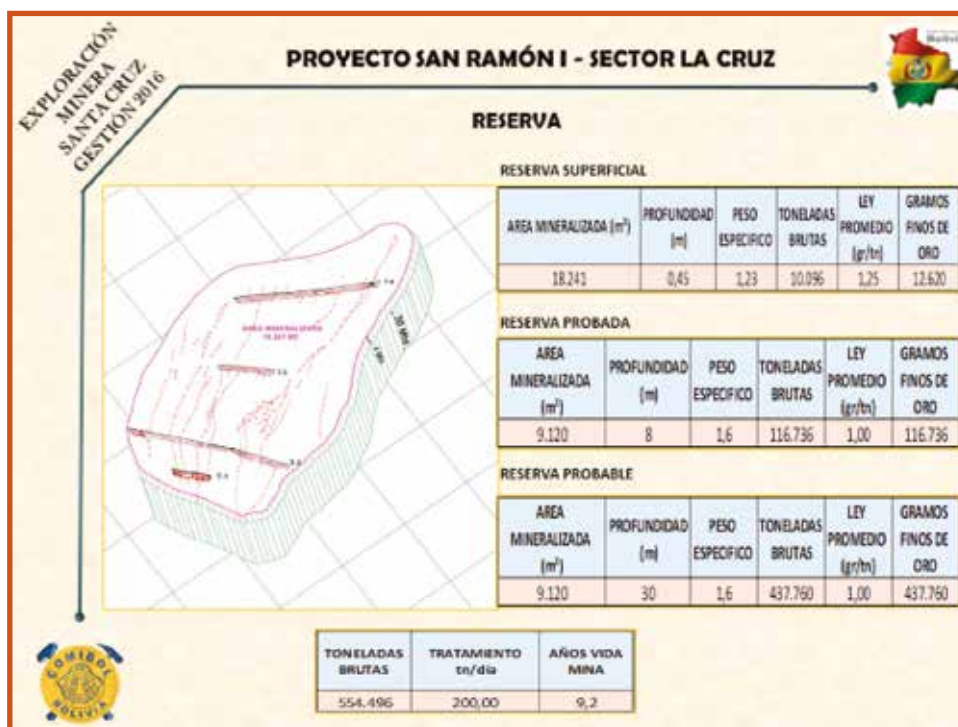
compartido entre varios agentes o actores económicos; en Bolivia, el Estado también ha asumido estos riesgos en los últimos 10 años.

Por otra parte, la Ley Nº 535 establece que 85% de las regalías debe ser administrado por la gobernación del departamento de donde se extrajo el mineral y 15% por la administración del municipio en el que se llevan a cabo las labores mineras. Del porcentaje que administra la gobernación, 10% debe ser destinado a exploración de minerales. Esto quiere decir que, aproximadamente, cada año deben invertirse unos 10 millones de dólares en actividades de exploración y la entidad encargada de esta tarea es SERGEOMIN.

Adicionalmente, la COMIBOL habría destinado, en los últimos años, cerca de 5 millones de dólares para explorar en las áreas de trabajo que tiene asignadas. Según reportes oficiales, las principales labores realizadas en los últimos años son los proyectos: San Ramón, Thutu, Colavi, Mina Wálter, Concordia, Pacocahua y Negrillos.

Los resultados encontrados serían modestos, como se puede observar en las siguientes gráficas, correspondientes a la rendición de cuentas de la COMIBOL, al comenzar el 2017:







Por ejemplo, en San Ramón se han confirmado 116 kg de oro, esto significaría alrededor de 4 millones de dólares; pero es probable que hayan 400 kg más, lo que implicaría un valor de 15 millones de dólares adicionales.

En condiciones normales, los procesos de recuperación no son 100% eficientes y, por tanto, no se recuperaría toda esa cantidad de oro. En el mejor de los casos, se podrían obtener ingresos que estén alrededor de 15 millones de dólares. Si el costo de operación estuviera en torno al 25% del valor del metal, la operación no resultaría muy atractiva.

En el caso del proyecto del Thuthu, las reservas de zinc totales significarían, apenas, 15 mil dólares.

Por su parte, SERGEOMIN realiza la exploración para las gobernaciones y sus resultados, por el momento, también son exigüos.

En las gestiones pasadas, la COMIBOL identificó algunas minas privadas que parecían tener buenas perspectivas, pero las gestiones no prosperaron.

11.1 Importancia de la exploración como impulsor de la industria minera

Los yacimientos que están siendo explotados en el presente tienen una vida útil que oscila entre 10 y 20 años. Las minas de COMIBOL, excepcionalmente, tienen reservas para mucho más tiempo. Cuando San Cristóbal inició

operaciones, anunció que en 17 años se cerraría la mina. Esto muestra que, si no se descubren y confirman nuevos yacimientos, el futuro minero es corto para el país.

Pese a que el Estado ha decidido destinar unos 15 millones de dólares anuales a la exploración –provenientes de las regalías y del presupuesto de COMIBOL– los resultados no auguran un buen porvenir al sector.

Desde hace varios años, el sector no recibe capitales privados para cubrir esta fase de mayor riesgo de la cadena minera. Esto se debe, en gran parte, a lo explicado anteriormente; pero, también, a que los inversores, para minimizar riesgos, decidieron destinar su capital a proyectos que estén a punto de operar o que ya estén en fase de operación.

El Estado desarrolló algunos mecanismos para atraer capitales; pero, aparentemente, no son suficientemente convincentes: Los inversores exploran para la COMIBOL y si encuentran un yacimiento que puede ser explotado tienen la prioridad de realizar la extracción de minerales en asociación con la COMIBOL y así recuperar su inversión y obtener el 45% de las utilidades generadas por la operación. Esto que parece atractivo para un negocio, en minería no lo es tanto, porque los operadores suelen apropiarse del 100% del valor del mineral y de los excedentes que genera la comercialización. Por tanto, las posibilidades de atraer inversiones para el desarrollo de nuevos yacimientos, ahora y en el futuro inmediato, son muy limitadas.

Los inversores están interesados en los nuevos minerales que son el boom de la industria en el momento: litio, cobalto, tantalio; todos estos metales están ligados a la industria electrónica. Bolivia tiene depósitos de estos minerales y sólo en ellos se ha visto un gran interés de inversión de riesgo.

11.2 ¿De cuándo datan los últimos resultados?, rezago y falta de incentivos

Tanto la COMIBOL, SERGEOMIN y las empresas privadas en operación realizan actividades de exploración permanentemente. Toda operación debe tener un área de exploración, otra de preparación y otra de explotación; pero esta última no tiene el fin de descubrir yacimientos, sino de prolongar la vida útil de la mina.

Por ejemplo, la mina San Cristóbal ha iniciado actividades de exploración a gran escala en un área aledaña a su operación actual para prolongar la vida útil del yacimiento.

El gran riesgo asociado a la exploración se diluye entre varios operadores por los que pasa una mina; pero, en el país, esto está prohibido y, por esta razón, es más difícil encontrar inversores que estén dispuestos a asumir todo el riesgo del proceso exploratorio.

12. EXPLOTACIÓN

Durante la gestión 2017 hubo un ligero incremento en la producción de metales. El comportamiento normal es que, a medida que avanza la operación minera, la producción vaya disminuyendo con el tiempo, porque, lógicamente, el mineral se va agotando. El hecho de que se mantengan los niveles puede significar dos factores: o que la mina sigue en buen nivel de reservas o que los operadores están tratando más mineral para obtener los mismos resultados.

Producción por mineral y por actor

Producción en peso y valor de metales (en minerales) en el primer semestre de los años 2017 y 2016

Mineral	Minería estatal		Minería privada		Cooperativas		Total		Producción 2016	
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Zinc	7.506.740	20.155.865	190.759.463	511.832.461	39.586.741	106.410.029	237.852.944	638.398.355	233.214.000	413.554.000
Estaño	6.026.960	120.409.182	2.102.756	42.483.902	976.787	19.612.258	9.106.503	182.505.342	9.093.000	146.608.000
Oro			192	7.455.879	11.575	460.961.673	11.767	468.417.552	12.200	501.782.000
Plata			523.963	292.153.951	76.119	42.123.318	600.082	334.277.269	702.000	354.854.000
Antimonio			798.899	6.569.432	595.246	4.867.531	1.394.145	11.436.963	1.190.000	6.557.000
Plomo			44.376.461	98.466.650	6.390.305	14.274.319	50.766.766	112.740.969	43.599.000	75.342.000
Wólfram			138.419	1.531.417	543.416	6.075.539	681.835	7.606.956	719.000	7.387.000
Cobre	934.482	5.380.741	2.410.981	13.880.119	11.053	64.330	3.356.516	19.325.190	4.267.000	20.041.000
Cloruro de potasio	1.050.780	277.177					1.050.780	277.177		
Carbonato de litio	28.090	2.528					28.090	2.528		
Otros			111.883.608	23.026.213	7.644.674	1.150.154	119.528.282	24.176.367	146.366.000	25.282.000
TOTAL		146.225.493		997.400.024		655.539.151		1.799.164.668		1.551.407.000

Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia



La información contenida en la tabla anterior permite comparar la producción de los principales metales bolivianos entre los primeros semestres de 2016 y 2017, la cual muestra una cierta estabilidad en pesos y un aumento significativo en valores de 16%, esto debido principalmente al incremento sostenido de los precios de los metales bolivianos.

También se observa que la empresa privada sigue controlando la mayor parte de la producción nacional (la proporción debería ser menor a la registrada, porque Glencore anota para sí la explotación de minerales de las ricas minas de COMIBOL, Bolívar y Porco; Pan American Silver, la de San Vicente y Manquiri la de la planta hidrometalúrgica de plata del Cerro Rico), luego están las cooperativas y, finalmente, la COMIBOL con sus minas de Huanuni, Colquiri y Corocoro.

Las cooperativas deben su peso en el sector a la explotación del oro. El 70% del valor de minerales explotados por las cooperativas corresponde al oro, según se observa en la tabla precedente. Lamentablemente, las estadísticas de este metal son altamente inseguras, por las dificultades del Estado para controlar esta actividad tan dispersa.

13. METALURGIA

La exportación de concentrados de mineral es altamente negativa para el Estado boliviano, ya que se transfiere una buena parte del valor del metal al extranjero (en el caso del zinc, el principal mineral de exportación, los descuentos oscilan entre 40 y 75% del valor del metal).

Por esto, desde hace muchos años, el Estado y las organizaciones sindicales han luchado por pasar del nivel minero al nivel metalúrgico. Esta lucha ha sido y sigue siendo desigual. Hay grandes intereses extranjeros que se alimentan del comercio de concentrados porque el costo de extraer el metal de esos concentrados es transferido al país dueño de las riquezas minerales. Además, no pagan por otros metales valiosos que acompañan al metal principal en los concentrados. Este gran negocio para los dueños de plantas procesadoras en el extranjero ha impedido, sistemáticamente, la instalación de plantas metalúrgicas en el país.

Por este motivo, el Estado es, prácticamente, el único que extrae los metales en el territorio nacional, según se observa en la siguiente tabla, correspondiente al primer semestre de 2017.

	Estaño	Oro	Plata	Cobre	Plomo	Bismuto	Antimonio
Total extraído	9.106.502	11.767	600.082	3.356.516	50.766.766	8.292	1.394.145
Comerciado como concentrado	917.764	947	515.079	2.238.548	50.562.154	0	248.306
Comerciado como metal	8.188.738	10.820	85.003	1.117.968	204.612	8.292	1.145.839
Estatal	6.245.496		3	934.482	204.612	8.292	
Privadas	1.943.242	10.820	85.000	183.486			1.145.839

Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia

En la tabla se aprecia que más de 75% del estaño vendido como metal se debe a la COMIBOL en su empresa de Vinto; en cobre, el 90%. En la plata, la presencia del Estado es casi nula; pero el principal productor de plata metálica trabaja la planta de la COMIBOL (a la que ha hecho mejoras y cambios significativos, pero sobre la planta del Estado). El oro, para llegar al estado de metal, en la mayor parte de los casos no precisa de un tratamiento metalúrgico.

Los metales que se venden como concentrados son los de mayor producción en el país: como zinc y plomo. De acuerdo con la tabla de producción de metales, la proyección de exportación para la gestión 2017 era de aproximadamente 1.500 millones de dólares por ambos metales; de los cuales ingresarían al país apenas 800 millones.

Debido a esto, hace varios años, el Estado inició la tarea inconclusa de procesar esos concentrados. Paulatinamente instaló las plantas de fundición de estaño, de antimonio, de bismuto y de plomo. Instaló una planta para recuperar plata metálica y, finalmente, otra para obtener cobre metálico. Todas estas plantas tuvieron obstáculos para su funcionamiento; a pesar de eso, las de estaño, plata y cobre trabajan sin interrupción. La planta de plomo, en Karachipampa, no termina de resolver sus problemas de obsolescencia y de ineficiencia, y está paralizada. La de antimonio, que había sido vendida al sector privado, quedó prácticamente desmantelada y ya no realiza fundiciones. La de bismuto, que podría operar normalmente, sufre la carencia de concentrados de este metal que deben ser aportados por una cooperativa que opera la principal mina que pertenece a COMIBOL; pero no lo hace porque prefiere explotar otros metales que hay en ese yacimiento.

En los últimos años, sólo el Estado ha hecho inversiones en nuevos proyectos metalúrgicos, con variado éxito. La planta de cobre de Corocoro produce ininterrumpidamente; pero sólo al 65% de su capacidad instalada y con una materia prima distinta a la programada. El proyecto de litio avanza más lentamente de lo que se esperaba; pero orientado hacia su objetivo de la industrialización del metal.

Desde el año 2010, el Estado intenta montar dos plantas de obtención de zinc metálico; pero, hasta el presente, no ha logrado contratar a una empresa que se hiciera cargo de este trabajo.

14. COMERCIALIZACIÓN

Actualmente, el Estado sólo comercializa su producción en forma directa y tiene muy poco peso sobre la venta de sus minerales extraídos por empresas asociadas a ella

que operan en sus yacimientos y ninguna influencia sobre el comercio de minerales y metales extraídos por las cooperativas que explotan las minas del Estado.

El comercio es libre y el perjuicio para el Estado muy grande, por las limitaciones asociadas a la cobertura de un territorio gigantesco y a la dispersión de las operaciones mineras.

¿Cuántas comercializadoras hay en el sector y qué distorsiones generan?

Hay pocas comercializadoras importantes en el país. La mayor parte de ellas está asociada a otras empresas extranjeras que son las que controlan el negocio. Hay dos factores importantes —entre otros— que aplican estas empresas: los descuentos “estándares” y el desconocimiento del valor de los metales acompañantes.

Los descuentos por fundición (así se denomina ese factor) son fijados por las comercializadoras mundiales que determinan esos montos al comienzo de cada gestión y que son aplicados durante todo el año. Estos montos cubren los costos operativos y previenen los riesgos estimados a través del análisis del comportamiento del mercado.

Hace algunos años operaba una gran empresa dedicada a comprar la mayor parte de los concentrados de wólfam. El 2013, esta empresa fue adquirida totalmente por una planta procesadora norteamericana y desde entonces todo el mineral que compra va a su propia empresa, rompiendo la diversificación de mercados que podría equilibrar en algo la ventaja del comprador sobre el productor.

Las grandes empresas productoras, normalmente, están asociadas a empresas comercializadoras que las protegen en el mercado.

A denuncia de las cooperativas, el Estado intentó evitar el abuso ejercido por las comercializadoras mediante la creación del COMERMIN, una comercializadora exclusiva para las cooperativas; pero esto no resolvió el problema, pues en los registros del comercio de oro se observa que el peso de esta institución es mínimo, comparado con el de otras empresas.

Desde 2012 se hicieron presentes en el país algunas comercializadoras norteamericanas especializadas en oro. Sin embargo, el último año aparecieron otras que llevaron el oro boliviano a otros destinos, como se observa en los siguientes gráficos:



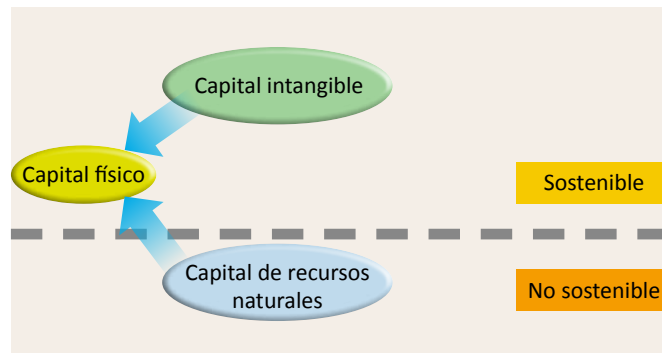
Como se observa, la India se convirtió en el principal destino de los metales y minerales bolivianos; no obstante, de acuerdo con información del SENARECOM, ese país sólo realizó la compra de oro. Japón y Corea son los siguientes destinos importantes y Estados Unidos ha perdido el sitial privilegiado que mantenía hasta el año 2016.

Como se sostuvo, vender concentrados de mineral es un mal negocio para el país. Esta situación no se la percibe así porque el objetivo de la minería no es la eficiencia ni la maximización para la obtención de excedentes, sino la generación de divisas.

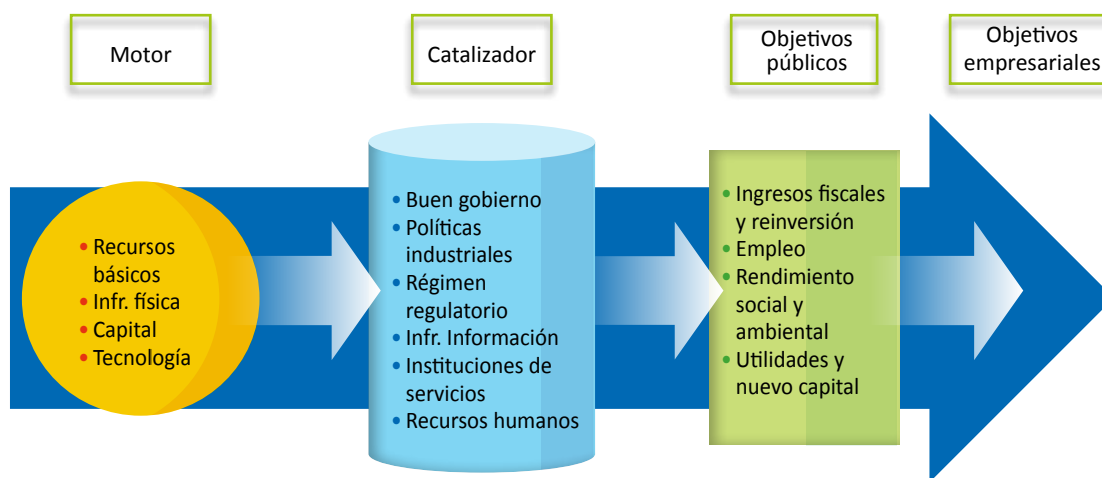
Importantes autoridades coreanas manifestaron, hace algunos años, que quienes viven de los minerales bolivianos defienden sus intereses obstaculizando el desarrollo de la industria metalúrgica en el país. Así, sumada a las limitaciones para gestionar proyectos de magnitud, se encuentra esta presión extranjera, lo que se traduce en continua postergación de los anhelados proyectos de llegar a la metalurgia de todos los metales bolivianos.

15. INDUSTRIALIZACIÓN

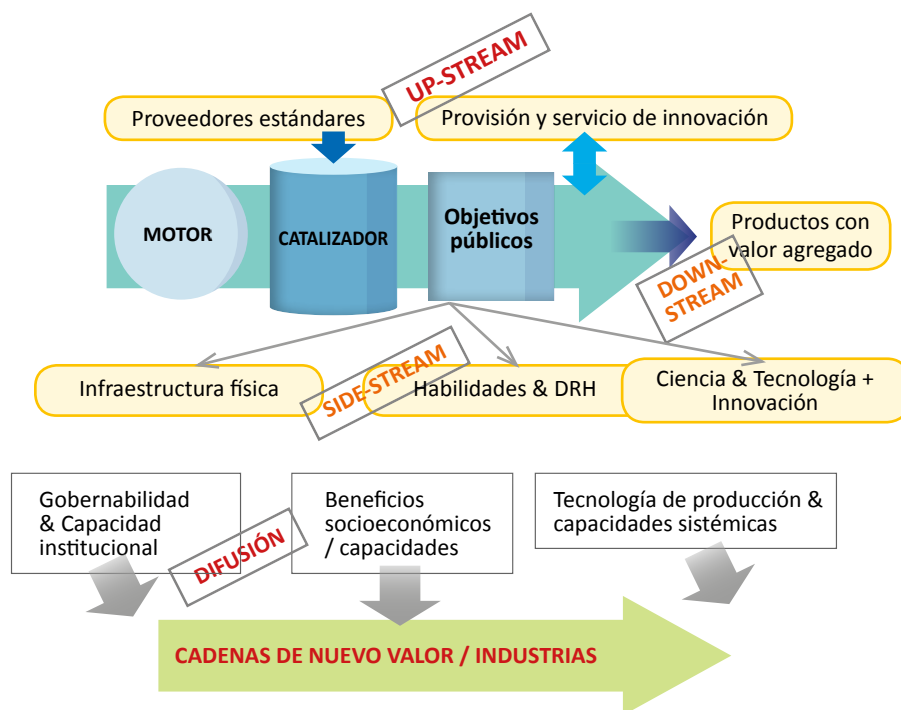
La industrialización del sector es casi nula. La exportación de productos con valor agregado es mínima. La fundición de estaño de Vinto fabrica soldaduras y ése sería su mayor logro en este camino que apunta a que el Estado aproveche al máximo la explotación de sus recursos naturales.



En la cadena de valor del sector minero se observan dos momentos: el extractivo y el de adición de valor, los que son esquematizados en los siguientes gráficos:



Sin embargo, el Estado ha fijado un objetivo de gran envergadura: industrializar el litio de las salmueras. La industrialización tiene elementos directa e indirectamente ligados a la producción minera. En el gráfico siguiente se puede observar todos los componentes ligados a la cadena de valor del sector. Éstos están agrupados en lo que se conoce como *up stream*, *down stream*, *side stream*, difusión y cadenas de nuevo valor para referirse a los insumos que requiere la minería, los productos con valor agregado, los insumos que requiere la industria y la conexión con las nuevas cadenas de valor.



En esta línea, de acuerdo con datos proporcionados por el INE, en la matriz insumo producto del sector, la mayor parte de los insumos de la minería (72%) es importada y el aporte local se limita a 28%, casi exclusivamente referido a servicios. De esta manera, el efecto mayor de la explotación de los recursos naturales minerales es transferida al extranjero.

En el proyecto del litio, la propuesta es obtener la materia prima (carbonato de litio) con tecnología boliviana y luego fabricar las baterías con tecnología especializada que no dispone el país, es decir, recurriendo al apoyo externo; pero con una característica importante: que todos los insumos que requiera el proceso se fabriquen en el país, de modo que todo lo que se denomina *side stream* sea local.

Planta de litio, avances y perspectivas

Desde el año 2008, el proyecto del litio ha comenzado su recorrido difícil a lo largo de la cadena de valor. Las salmueras del salar de Uyuni tienen varias características que las hacen muy prácticas para obtener varios productos finales.

La cantidad de potasio que hay en el líquido es mucho mayor que la de litio, además, en el proceso de precipitación fraccionada, el potasio se separa antes que el litio; por esta razón, el primer producto a exportar son sales de potasio de alta pureza, de modo que pueda ser utilizado en agricultura.

Otra característica es que la cantidad de magnesio, respecto a la del litio, es muy grande: 25 a 1, según las autoridades de la empresa. Esta gran cantidad de magnesio encarece el proceso de obtención de carbonato de litio de alta pureza.

Hasta el momento, según autoridades de la empresa, se han obtenido los siguientes resultados:

- Se ha definido la tecnología para la producción de sales de potasio y de carbonato de litio.
- Se ha construido la planta de sales de potasio que tendrá una capacidad de producción de 350.000 toneladas anuales de estas sales.
- Se ha terminado el diseño de ingeniería de la planta de carbonato de litio.
- Se ha adquirido y puesto en funcionamiento una fábrica piloto de baterías de litio para capacitar al personal y para determinar los parámetros óptimos de la etapa industrial.
- Se ha adquirido una planta piloto de producción de material catódico con los mismos fines de la anterior.
- Se ha constituido la empresa Yacimientos del Litio Bolivianos, dependiente del Ministerio de Energía.

Esto supone que el año 2018 empezaría la producción de sales de potasio para exportar principalmente a algunos países vecinos que producen agricultura con este insumo.

Para inicios de 2018 también se programó la adjudicación de la construcción de la planta de carbonato de litio para producir 15.000 toneladas anuales de esta materia prima, esencial para la producción de baterías. Por otra parte, empezó la toma de contactos con empresas de Europa y Asia en la búsqueda de acuerdos para llegar a la fase de producción de baterías.

En síntesis, el proyecto tiene el propósito de la industrialización y han comenzado a ejecutarse los anuncios efectuados en el pasado.

16. RENTA MINERA

La renta minera está constituida por tres fuentes: las regalías, los impuestos y las patentes. Las dos primeras son significativas e importantes para el país. De estas dos, para la gestión 2017, sólo pueden analizarse las regalías, dado que los impuestos sobre utilidades se pagan en la siguiente gestión; sin embargo, se hará un análisis comparativo del comportamiento de este factor hasta el año 2016.

TABLA 1: Regalías recibidas por los departamentos y municipios productores en la primera mitad del año 2017

Mineral	Estatad	Privada	Cooperativa	TOTAL
Zinc	1.026.248	26.060.248	5.417.929	32.504.425
Estaño	4.898.964	1.725.887	797.948	7.422.799
Oro		134.664	11.055.691	11.190.355
Plata		15.085.618	2.175.073	17.260.691
Antimonio		156.922	216.081	373.003
Plomo		5.120.980	742.368	5.863.348
Wólfam		77.752	308.464	386.216
Cobre	685.952	1.769.473	8.201	2.463.626
Ulexita		809.548	58.512	868.060
Baritina		87.718		87.718
Amatista		93.903		93.903
Ametrino		84.404		84.404
Otros	14.613	321.239		335.852
Valor total	6.625.777	51.528.356	20.780.267	78.934.400

Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia

El análisis de esta tabla muestra varios aspectos destacables: el zinc genera el mayor aporte para los departamentos del país; luego está la plata, el oro, el estaño y el plomo. El oro aparece con un aporte tan bajo porque, prácticamente todas las operaciones han sido declaradas como de yacimientos

pobres y marginales, con el fin de cumplir la condición que autoriza a pagar una regalía de apenas 2,5%.

Como el SENARECOM todavía no puede ejercer un control estricto al comercio aurífero, todas las operaciones pagan sólo 2,5% de regalía, cuando debían pagar 7%. Esta situación es paradójica, pues, por ejemplo, Inti Raymi, la empresa aurífera más grande que ha existido en el país, en el mejor de sus años operativos, obtuvo 13 toneladas del metal. En cambio, las cooperativas, a partir de yacimientos “marginales”, lograron exportar 40 toneladas de oro. Por esta situación, el 10 de octubre de 2017, el Ministerio emitió la Resolución N° 165 en la que se caracteriza a un yacimiento marginal a partir del volumen de producción.

En consecuencia, se establece que una cooperativa opera en un yacimiento marginal cuando su producción mensual es inferior o igual a 20 kilogramos de oro; 10 kg para la minería pequeña y 2 kg para un operador individual. Quizá esta medida tenga algún efecto en cada cooperativa aurífera, aunque un análisis global muestra que los límites no son tan restrictivos. Hay aproximadamente 1.100 cooperativas auríferas en el país, las cuales producen 98% del oro boliviano.

Si cada una tiene derecho a declarar hasta 20 kg de oro al mes como provenientes de yacimientos marginales, entonces, podrían declararse hasta 22 toneladas de oro mensuales, de manera libre y pagando una regalía mínima. Si la producción anual del país, en el mejor de los casos, llegó a 40 toneladas, 22 al mes significarían más de 260 toneladas al año, cantidad que nunca ha sido lograda hasta la fecha.

En cuanto a la renta global, el siguiente cuadro aclara cómo ha evolucionado este aspecto, en función de sus componentes.

Detalle	Unid.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total	\$us	284.410.101	431.343.385	367.255.333	283.553.435	279.709.229	208.656.599	369.625.006
Total Regalías	\$us	120.711.210	167.962.393	139.909.446	134.781.537	168.463.536	123.035.746	134.522.648
Total Impuestos (*)	\$us	159.332.058	258.727.857	222.423.872	143.690.613	105.308.923	78.494.810	228.070.167
Total Patente Minera	\$us	4.366.833	4.653.134	4.922.016	5.081.284	5.936.769	7.126.043	7.032.191

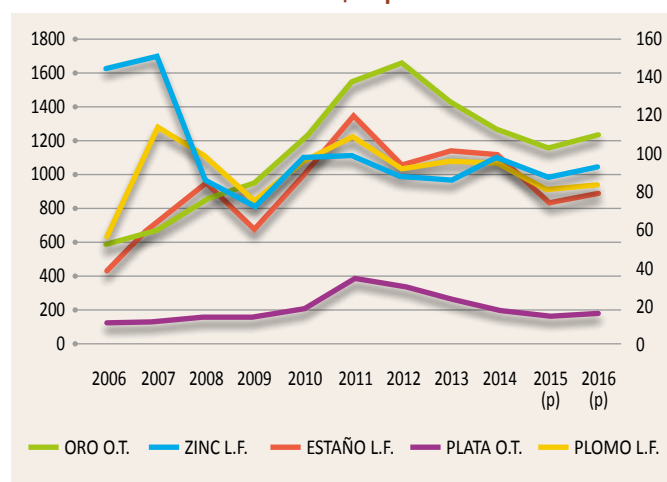
(*) Incluye IVA, IT, IUE alícuota adicional del IUE, beneficiarios al exterior, conceptos varios y facilidades de pago.

Fuente: Declaración Única de Exportación, Servicio de Impuestos Nacionales y AJAM.

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

Los años 2014 y 2015 fueron de muy baja contribución en impuestos para el país. El 2015 se recaudó menos de la tercera parte de lo que se logró el 2012, pese a que las regalías estuvieron casi en el mismo nivel. ¿Qué significa esto? Los precios de los metales en el mercado internacional muestran un comportamiento generalmente estable.

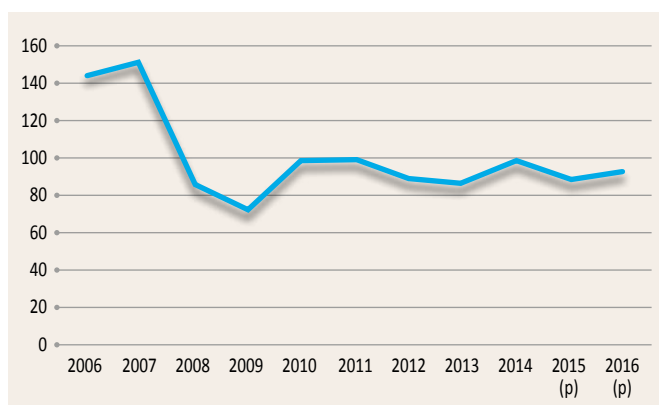
Precios de los metales en \$us por unidad de medida



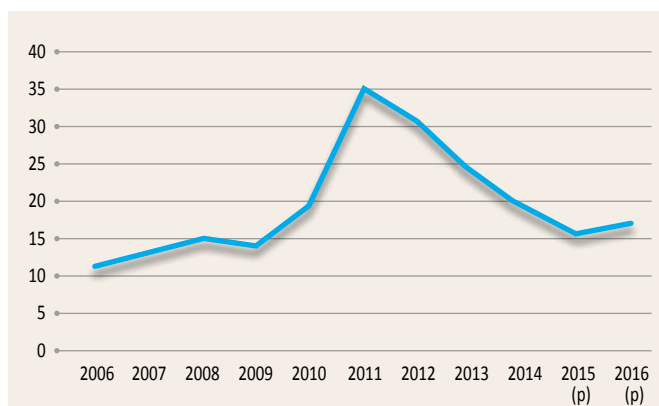
Exceptuando el oro, que es un metal que no aporta impuestos, los otros metales han sostenido niveles interesantes, particularmente, la plata, el plomo y el zinc, metales que explota, principalmente, el subsector privado, pero no así el estaño, metal del Estado, que el 2015 bajó a menos de la mitad del valor que presentó durante el año 2012.

¿Por qué, entonces, la disminución tan drástica en los impuestos?

ZINC L.F.



PLATA O.T.



Los principales metales explotados por el sector privado son el zinc, el plomo y la plata. Los precios del zinc se han mantenido en el mismo nivel desde el año 2009; pero la plata ha tenido una caída brusca después de 2011. Tal parece, que los costos operativos los cubre el comercio del zinc y que las utilidades las marca la plata; por esta razón hay una correlación directa entre los comportamientos de los precios y de los impuestos que pagan las empresas.

El año 2016, una vez más, los impuestos superaron los niveles de las regalías; las empresas mineras dejaron al Estado el triple de la gestión anterior. Las cotizaciones de los metales presentaron un leve crecimiento entre una gestión y otra. Las regalías se mantuvieron en el mismo nivel.

La interpretación hay que buscarla en otra fuente. El hecho de que las regalías se mantengan en un nivel casi constante significa que los operadores están haciendo un esfuerzo por mantener un mismo nivel de ingresos. La oscilación en los impuestos muestra cuánto les está costando ejecutar este esfuerzo. Esta es una muestra de lo que es la minería; el objetivo son los ingresos y no los excedentes. Esto es así considerando que los minerales son un bien que no cuesta nada producirlos, es la naturaleza la que los ha producido; el operador minero sólo gasta en extraerlos de la tierra.

Con este comportamiento, es lógico que la opinión pública prefiera las regalías a los impuestos; no así los mineros que denominan a aquéllas, el impuesto ciego.

Situación actual, incremento y proyección 2018

Se prevé una estabilidad de los precios internacionales y una continuidad en el comportamiento de los capitales destinados al sector minero.

En ese contexto, se mantendría el nivel de producción de cada metal (exceptuando el estaño) porque no hay proyectos que hagan prever su incremento; sin embargo, entraría en producción la planta de sales de potasio con una capacidad de 350.000 toneladas anuales de la empresa Yacimientos del Litio Bolivianos (YLB). Como en la mayor parte de las plantas industriales, se debe prever un periodo de adecuación, asentamiento y corrección de problemas para que la producción a capacidad máxima se lleve a cabo después de varios meses.

Asimismo, se estimó que el nuevo ingenio de Huanuni (Lucianita, de capacidad de tratamiento de 3.000 TPD) empiece a operar en la gestión 2018. En este caso, también habría un periodo de asentamiento durante algunos meses hasta alcanzar que se trabaje con toda su capacidad; por este motivo, el incremento de la producción de estaño de Huanuni no ocurriría de forma inmediata.

COMIBOL tiene previsto el inicio de tres proyectos: la construcción de una planta hidrometalúrgica de zinc para mineral de Colquiri; la construcción de un nuevo ingenio de Colquiri con capacidad de 2.000 TPD; y la construcción de dos plantas de procesamiento de minerales de zinc con capacidad de 100.000 TPA cada una.

La concreción de los proyectos de zinc permitiría al Estado, retener, aproximadamente, el 50% del valor de este mineral que se pierde en la exportación de concentrados.

Por otra parte, se percibe una gran incertidumbre en torno al futuro de la fundición de Karachipampa. Las fallas detectadas durante los cuatro años que se ha pretendido su funcionamiento hacen prever que se deben tomar medidas de cirugía mayor para que pueda marchar sin interrupciones.

Según información oficial, el proyecto del litio continuará su camino. Durante el 2018 se dará inicio a la construcción de la planta de 15.000 TPA de carbonato de litio y continuarán las negociaciones para escoger los socios con los que se encarará el proceso de industrialización.

Las cooperativas, por su parte, deben formalizar su situación. Las disposiciones legales, emanadas recientemente, tendrán su efecto a partir de 2018. Dentro de las exigencias gubernamentales están la adecuación a la norma ambiental, la presentación de un plan de trabajo, la regularización del comercio de los productos y la eliminación de condiciones de explotación de seres humanos.

En síntesis, el análisis del sector indica que el año 2018 será uno más en la minería, sin cambios significativos, no obstante, los proyectos de la COMIBOL generan cierta expectativa.

La exploración está limitada a la COMIBOL y a las operaciones que están en marcha. SERGEOMIN continuará con sus procesos habituales y todavía no se vislumbran nuevos descubrimientos.

La adecuación de concesiones a contratos seguirá su ritmo y no se prevé una aceleración significativa.

La minería seguirá con el objetivo de generar ingresos; pero no de maximizar los excedentes; generar divisas; pero no desarrollo.

En el marco normativo actual, es muy difícil que se den cambios que beneficien al Estado. El factor principal de desventaja es el extractivismo; es decir, que la meta sea generar divisas y no desarrollo.

La extrema sensibilidad de las utilidades respecto a las cotizaciones internacionales de los metales es el reflejo de la escasa o nula adición de valor a la producción minera. Es imprescindible un cambio en la política del sector. Debe promoverse, por lo menos, la producción local de insumos, luego, la metalurgia y, paralelamente, la

industrialización de aquellos bienes para los cuales no se requiere de gran tecnología.

Por otra parte, el Estado y los operadores deben ser conscientes de que si la explotación de los minerales no genera utilidades, debería detenerse esa actividad, porque la afectación es para el pueblo boliviano.

17. CONCLUSIONES Y DESAFÍOS

- Obtener los metales y recuperar los acompañantes de los concentrados de mineral es el desafío más importante del sector. Esta tarea debe ser encarada con tecnología de punta, de acuerdo con procesos especializados de metalurgia. El impacto ambiental provocado por la fundición de minerales puede ser muy fuerte, ya que se echan a la atmósfera gases tóxicos; los residuos del proceso ya no son residuos naturales, todos los productos son resultado de transformaciones químicas que entran en contraposición con la naturaleza. La cantidad de variables que deben controlarse es muy grande y se requiere un equipamiento adecuado muy costoso.
- Pero, quizá lo más serio es que al obtener los metales dentro del país se afectan intereses muy grandes en el exterior –gran parte de los cuales tiene aliados dentro del país– que harán lo posible por impedir cualquier avance boliviano en sentido de lograr la autonomía metalúrgica.
- Otro desafío, de fácil implementación, pero que requiere una convicción política, es que el Estado tome el protagonismo del sector minero y decida qué metales explotar, dónde y en qué volúmenes; que el Estado recupere el valor de los metales de manos de los privados. Hasta ahora son los actores privados quienes deciden qué metal explotar, cómo y dónde venderlos, cuánto recuperarán en las operaciones y con qué pureza se venderá. Es imperioso que el Estado esté a cargo de los factores estratégicos.
- También debe haber una definición política para reducir el número de cooperativas y de cooperativistas, la única forma es que los bolivianos sean capaces de generar empleos alternativos a la minería, dignos, sostenibles y remunerados adecuadamente.
- Respecto al litio, su industrialización es una de las tareas más importantes comprometidas por el Gobierno.

El desafío actual es que se logren productos de alta calidad y competitivos, que se diseñe una estrategia de ingreso a mercados internacionales, incluyendo la búsqueda de acuerdos geopolíticos con Brasil y Argentina para la comercialización de los productos. En el caso interno, éste es un recurso potencial ante la caída abrupta de los ingresos fiscales.

- El estaño es uno de los metales más prometedores de todos los que hay en el país; encontrar nuevos yacimientos (en realidad confirmar y explorar los yacimientos ya conocidos) es esencial para garantizar la sostenibilidad de su explotación. El uso del estaño crece paulatinamente con la tecnología de informática y de telecomunicaciones.
- La COMIBOL posee una fundición de bismuto que debería operar con el mineral que proviene de una de sus minas que está en manos de una cooperativa. Es un desafío prioritario recuperar esta mina para el Estado.
- La planta de Karachipampa fue proyectada para recuperar el plomo y la plata de los concentrados de estos metales; pero, dadas sus condiciones de obsolescencia, el desafío es descartar esta planta y levantar otras con mayor capacidad.
- Otro desafío ineludible para el Estado es anular la regalía diferenciada en la explotación del oro, incrementar el control de la producción y comercialización de este metal, lograr acuerdos con países vecinos para estructuras regulatorias similares y desarrollar la minería aurífera estatal.
- Respecto a proyectos nuevos, como Malku Khota, previo establecimiento de su potencial productivo y su viabilidad económica, se debería diseñar un proyecto de explotación hasta la obtención de los metales.
- En cuanto a la COMIBOL, es esencial para el Estado encarar su reconstrucción; algunos de los desafíos consecuentes son la recuperación de sus minas principales y la instalación de plantas metalúrgicas para todos los metales que se explotan en el país. Probablemente, la reconstrucción afecte intereses de algunos trabajadores que se benefician con la situación actual; pero el Gobierno debe asumir una determinación para que sea el Estado el mayor beneficiado y no algunos eventuales aliados políticos.



@JubileoBolivia



Fundacion Jubileo



+591 72025776

www.jubileobolivia.org.bo



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