

**CONSECUENCIAS
DE LAS
DECISIONES
DE POLÍTICA**

**HIDROCARBURÍFERA
Y PROPUESTAS DE CAMBIO**

**CONSE
CUENCIAS
DE LAS
DECISIONES
DE POLÍTICA
HIDRO
CARBU
RÍFERA**
Y PROPUESTAS DE CAMBIO

CONTENIDO

1.	Perspectivas del sector hidrocarburos a inicios del siglo XXI	5
2.	Nueva política hidrocarburífera	9
3.	Resultados de política hidrocarburífera.....	15
3.1.	Reservas certificadas de hidrocarburos.....	15
3.2.	Producción de hidrocarburos.....	17
3.3.	Mercados y comercialización	20
3.4.	Renta hidrocarburífera	27
4.	Propuestas de política hidrocarburífera	32
5.	Conclusiones	45

INTRODUCCIÓN

Han transcurrido cien años desde la perforación del primer pozo petrolero en Bolivia, el Bermejo X1, a cargo de la empresa Standard Oil Company, en la localidad del mismo nombre, ubicada en el departamento de Tarija, al sur del país. En este periodo de tiempo, la política hidrocarburífera en Bolivia ha oscilado, en reiteradas oportunidades, entre el protagonismo privado y el estatal, sin que en ninguna de ellas se hayan aprendido importantes lecciones como la de utilizar los ingresos que el país recibe por la explotación de estos recursos no renovables, ya sea para generar mecanismos de ahorro u otros que permitan promover la diversificación económica que contribuya a una transformación económica y social del país.

El siglo XXI no ha sido la excepción, luego de la crisis económica, política y social de mediados de los años 80 del siglo pasado, caracterizada por el colapso de la minería del estaño, el fin de un primer ciclo petrolero, la ineficiencia del Estado en la gestión de empresas públicas y el alto endeudamiento al que fue sometido el país por gobiernos dictatoriales, Bolivia implementó una serie de reformas de primera y segunda generación con el propósito de salir de una compleja crisis estructural. Sin embargo, el nuevo siglo inició con la mirada de la sociedad boliviana puesta nuevamente en los recursos naturales no renovables, esta vez sería el turno del gas natural, identificado como el nuevo impulsor que catapultaría el desarrollo económico y social.

Lamentablemente, una sociedad que no ha aprendido las lecciones del pasado está condenada a repetirlas una y otra vez, y Bolivia no fue la excepción. Entre privatizaciones y nacionalizaciones, demandas sociales y presiones sindicales, el país no logró emplear este recurso natural para transformar la realidad nacional con criterios de sostenibilidad y una visión de largo plazo. La firma de un contrato de exportación de gas natural con la vecina república de Brasil por 20 años y un mundo sediento de gas natural, como fuente de energía más limpia, no fueron suficientes para lograr acuerdos sociales y construir estrategias que recuperen las amargas lecciones que dejaron la minería y el petróleo en los años 70 y 80, y permitan una adecuada gestión de este recurso natural no renovable.

El presente documento analiza las perspectivas que tenía el sector hidrocarburos a inicios de siglo, lo ocurrido durante los primeros nueve años, y cómo ello ha determinado los resultados que hoy se evidencian y que, sin duda, demandan un ajuste estructural mediante una nueva ley sectorial con propuestas mínimas que son presentadas al final.



1. PERSPECTIVAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS A INICIOS DEL SIGLO XXI

Bolivia inició el siglo XXI con la mirada puesta en el gas natural como el nuevo recurso natural que serviría para transformar la realidad económica y social. A lo largo de los últimos 23 años han ocurrido diferentes hechos, entre normas, contratos, políticas, protestas sociales y crisis políticas que marcaron el desarrollo del sector hidrocarburos; por lo que a continuación se presentan aquellos que podrían ser considerados como hitos, dado que marcaron la política hidrocarburiífera actual y que, de una u otra forma, contribuyeron a que el país y el sector lleguen al estado actual en que se encuentran.



Contrato de exportación de gas a Brasil

1996

A inicios del siglo XXI, Bolivia acababa de poner en operación la exportación de gas natural a Brasil, luego que en agosto de 1996 se suscribiera un contrato de compra y venta de este energético entre ambos países, por 20 años, que empezó a ser efectivo en julio de 1999, una vez construido el gasoducto que permitiría el transporte de los volúmenes comprometidos y requeridos. La suscripción de este contrato de exportación de gas natural fue fundamental para comprender el boom de ingresos fiscales que recibiría más adelante el país, principalmente entre los años 2004 y 2014, a través del pago de regalías e impuestos.

En ese tiempo se creía que Bolivia contaba con reservas de gas natural de casi 50 trillones de pies cúbicos (TCF por sus siglas en inglés). La narrativa política y social centró su atención en la porción de la renta hidrocarburífera que quedaba a favor del Estado, así como en el rol que la empresa privada y la empresa estatal tenían en este sector económico; pero no se consideraban los riesgos que suponía depender tanto desde una perspectiva fiscal como energética de un recurso natural no renovable, como es el gas natural que, además, se cotiza a precios volátiles.

Desde una perspectiva sectorial, a inicios del siglo XXI, los diferentes gobiernos impulsaban incrementar los volúmenes comercializados de gas natural a Brasil. Durante los primeros años se suscribieron las primeras adendas que iban en ese sentido, evidenciando los efectos positivos que trajo consigo este contrato en términos de actividad exploratoria, alcanzando el año 2000 a perforarse 28 pozos exploratorios; lo que ya debió servir de indicador sobre el hecho de que, en sectores como minería e hidrocarburos, el mercado incentiva la inversión, más aún considerando el alto riesgo que implica la actividad exploratoria.

2002

Rechazo a exportación GNL por Chile

En la medida en que se implementaba el contrato de exportación de gas natural a Brasil, y el Estado se iba beneficiando de mayores ingresos por regalías e impuestos, las autoridades de ese tiempo, junto a algunas empresas petroleras que operaban en el país, plantearon un proyecto denominado *Pacific LNG* para exportar este energético también a Estados Unidos y México, bajo la forma de Gas Natural Líquido (GNL) que sería transportado mediante barcos metaneros desde una planta ubicada en Chile. Pero el debate sobre un proyecto que buscaba abrir el mercado mundial al gas natural boliviano fue limitado a la negativa de actores políticos y sociales de utilizar un puerto chileno para ese cometido, omitiendo la importancia que tenía para el país poder exportar gas natural desde un puerto en el pacífico que le hubiera abierto los mercados del mundo, en lugar de restringirse solo a los países limítrofes.

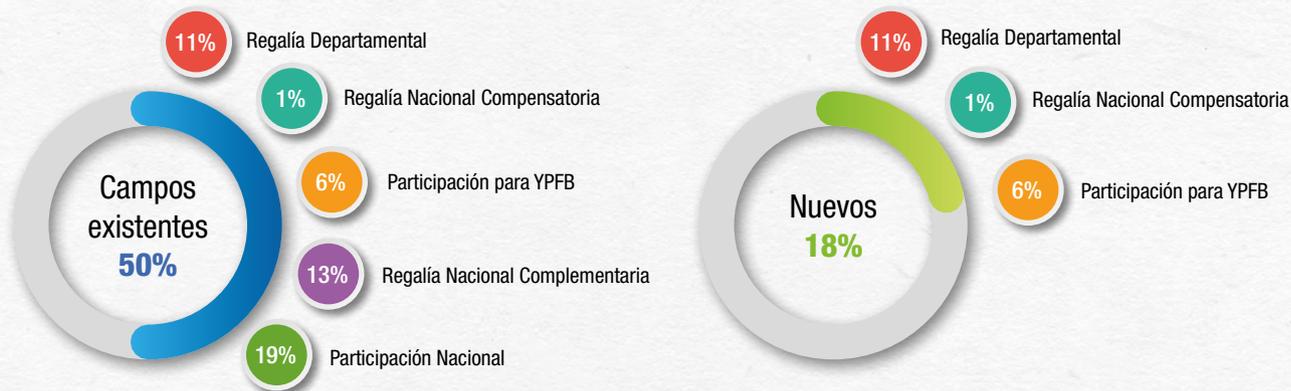
Otro de los argumentos que fue recurrente a inicios del siglo XXI fue que el gas natural debía ser para los bolivianos y que se debía “gasificar la economía”. Esto implicaba ampliar el suministro de gas a los domicilios, vehículos e industrias, omitiendo la condición de recurso no renovable de este energético y el riesgo que supondría depender exclusiva o principalmente de esta fuente de energía.

2002

Poca renta para el Estado

El régimen fiscal aplicable al sector hidrocarburos hasta abril de 2005 estaba establecido en la Ley N° 1689 y hacía una distinción entre los hidrocarburos existentes¹ y nuevos². En el primer caso, las empresas petroleras que exploraban y explotaban hidrocarburos en el país pagaban al Estado un total de 50%, entre regalías y participaciones; en tanto que en el segundo caso el total pagado a favor del Estado alcanzaba a 18%, valor que resultaba insuficiente para algunos actores políticos y sociales.

1. La Ley N° 1689 establecía que los hidrocarburos existentes son aquellos provenientes de reservorios que estén en producción a la fecha de vigencia de la presente Ley (30 de abril de 1996).
2. La Ley N° 1689 establecía que los hidrocarburos nuevos son aquellos provenientes de reservorios cuya producción se inicie a partir de la vigencia de la presente Ley (30 de abril de 1996).



2004

Referéndum por el gas

Este fue el inicio de una serie de reclamos y demandas por parte de diferentes organizaciones sociales planteando un cambio en la política hidrocarburífera que esté orientado a una mayor participación estatal en la producción de hidrocarburos, independientemente de si eran existentes o nuevos. Los reclamos rápidamente se transformaron en protestas sociales que, sumando a otras demandas, derivaron en una profunda convulsión social durante los años 2003 y 2004, siendo que en julio de ese último periodo se logró canalizar dichas demandas en el Referéndum Nacional por Gas que, básicamente, definió las bases de lo que sería la nueva política hidrocarburífera en Bolivia. En la consulta popular, el sí ganó en las cinco preguntas sentando de esta manera las bases para una nueva política sectorial que sería plasmada en una nueva ley.

Preguntas Referéndum 2004

1. ¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 promulgada por el Presidente Gonzalo Sánchez de Lozada?
2. ¿Está usted de acuerdo con la recuperación de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado boliviano?
3. ¿Está usted de acuerdo con refundar YPFB recuperando la propiedad estatal de las acciones de las bolivianas y bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos?
4. ¿Está usted de acuerdo con la política del presidente Carlos Mesa de utilizar el gas como un recurso estratégico para recuperar una salida útil y soberana al océano Pacífico?
5. ¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que:
 - a) Cubra el consumo de gas para los bolivianos y las bolivianas.
 - b) Fomente la industrialización del gas en el territorio nacional.
 - c) Cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50% del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país, destine los recursos de la exportación e industrialización del gas principalmente para educación, salud, caminos y empleos?

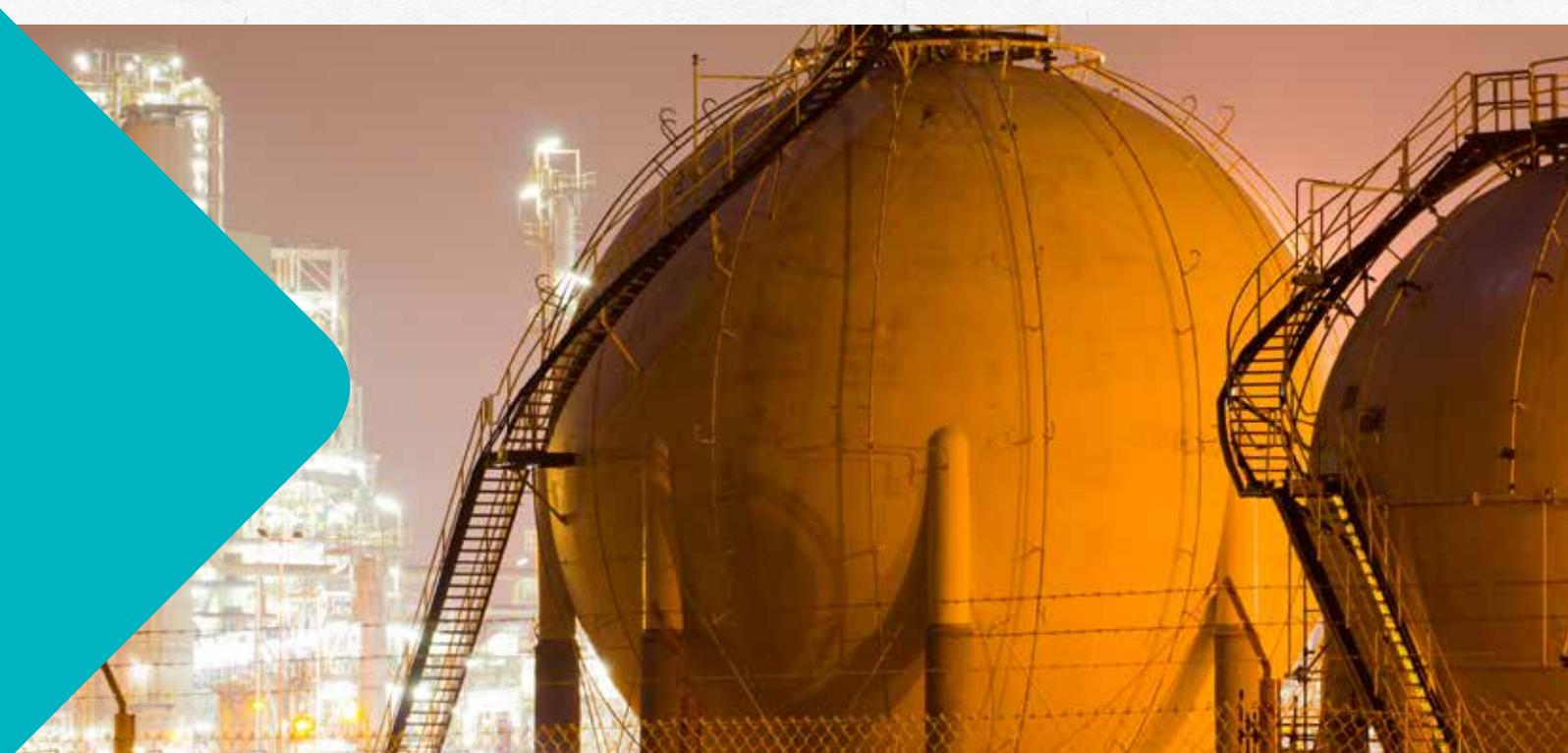
En el debate público de ese tiempo no se advirtió que se trataba de un recurso natural no renovable y que al ser vendido a precios volátiles comprometía la sostenibilidad de los ingresos fiscales, tanto en el corto como en el mediano y largo plazo. Tan solo la pregunta cinco del referéndum abordaba, aunque de forma muy superficial, el destino que podría tener la renta hidrocarburífera a favor del Estado; sin embargo, la distribución fue probablemente uno de los aspectos más difíciles y polémicos de tratar desde entonces hasta la promulgación de la nueva ley sectorial.

Por otra parte, la pregunta 4 relacionada con la política de utilizar el gas natural como recurso estratégico para recuperar una salida soberana al océano pacífico terminó postergando y, en última instancia, diluyendo la posibilidad de que Bolivia pudiera contar con una planta de licuefacción en un puerto que pudiese abrir los mercados mundiales al gas natural boliviano. El haber mezclado la política exterior con la política energética nacional terminó limitando los mercados para el gas natural boliviano a Brasil y Argentina, perdiendo la oportunidad para una diversificación de mercados que también pudo haber sido un factor clave para asegurar la sostenibilidad del sector en el largo plazo.

2004

Subvención a los hidrocarburos

En agosto de 2004, con la promulgación del Decreto Supremo (D. S.) N° 27691, que congeló el precio del barril de petróleo en Bolivia puesto en refinería en 27,11 dólares por barril (\$us/Bbl), se establecieron márgenes superior e inferior para el precio de referencia de los productos refinados, que continúa vigente hasta la fecha y que, junto con el D. S. N° 27992 de enero de 2005 se constituyen en la base legal de la política de subvención al precio de la gasolina y el diésel en el país fijados para el consumidor final en 3,74 Bs/Lt y 3,72 Bs/Lt, respectivamente, medida que continúa vigente y que ha generado grandes distorsiones en la economía nacional, dado que los precios no reflejan el costo real del transporte que utilizan para la producción de bienes y servicios pero, además, esto ha ocasionado altos costos para la economía nacional que se ven reflejados en un creciente déficit fiscal debido a que el Estado gasta cada vez más recursos económicos para mantener esta política, al punto de hacerla insostenible en el corto plazo.



2. NUEVA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA

2005

Nueva Ley N° 3058

Luego de varios meses de negociaciones en el Congreso Nacional, el 17 de mayo de 2005 el presidente del senado Hormando Vaca Díez (+) promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 3058 que se encuentra vigente hasta la fecha. Dicha ley se sustenta en las preguntas formuladas en el referéndum nacional por el gas natural descrito anteriormente, implementando entre los principales aspectos:

Condición estratégica del sector hidrocarburos: La Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo 4, reconoce el valor estratégico del gas natural y demás hidrocarburos, los cuales deberán servir para el desarrollo económico y social del país y a la política exterior, incluyendo buscar una salida útil y soberana al océano Pacífico.

Transcurridos 18 años de la vigencia de la citada ley, resulta evidente que este enunciado no ha sido cumplido a cabalidad; primero porque lejos de diversificar la economía, tanto el nivel nacional como el subnacional han incrementado su dependencia fiscal de los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos; misma que superó el 35% el año 2014 en el caso del nivel central y 70% en el caso de gobiernos subnacionales, como Tarija que es el principal departamento productor de hidrocarburos.

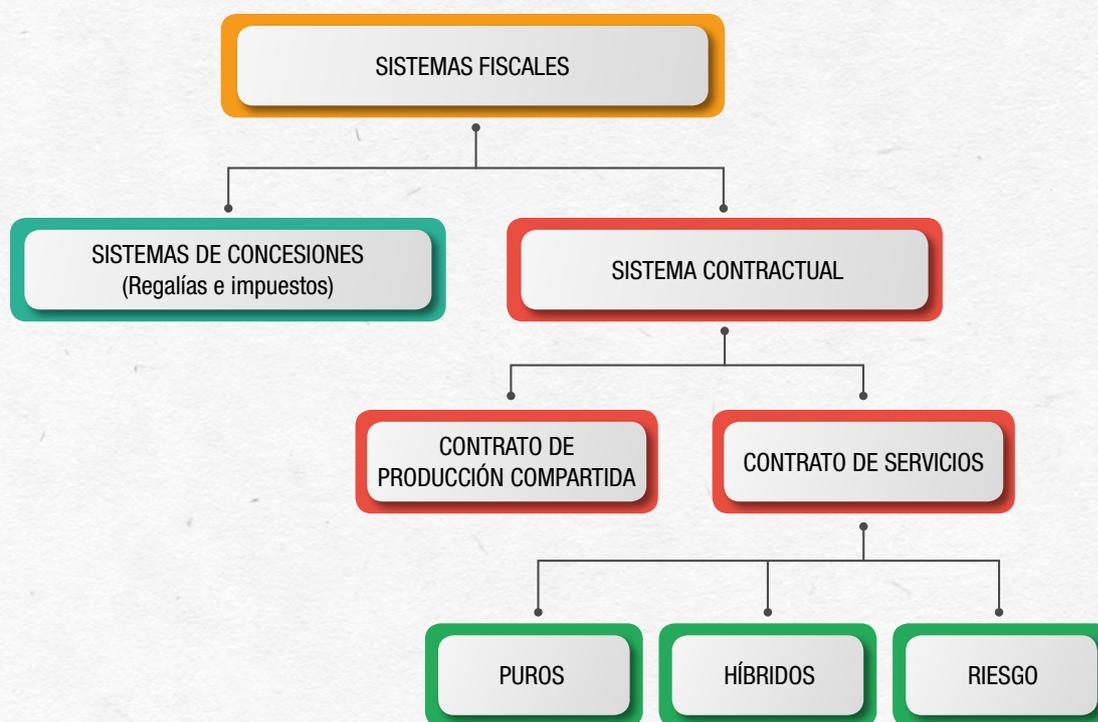
En el caso de los programas sociales o de salud que han sido implementados por ambos niveles a partir de los ingresos por renta hidrocarburífera, en ningún caso se han considerado mecanismos de sostenibilidad que permitan ahorrar en periodos expansivos para cuando se presenten periodos de recesión, a pesar de que este tipo de políticas fueron recomendadas por diferentes analistas e instituciones, como Fundación Jubileo.

Con relación a utilizar el gas natural y los hidrocarburos como un recurso estratégico para lograr una salida útil y soberana al océano Pacífico, luego de 18 años de este postulado, no solo que no se logró ese cometido, sino que se perdió la oportunidad de diversificar los mercados para el gas natural boliviano en el escenario mundial con el Proyecto Pacific GNL; en contraste, las exportaciones de este energético se limitaron en estos 18 años a Brasil y Argentina.

Propiedad de los hidrocarburos: La Ley de Hidrocarburos N° 3058 estableció en su artículo 5 que “se recupera la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en boca de pozo para el Estado boliviano”, además de disponer en su artículo 16 que “los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado”.

La propiedad sobre la producción es un aspecto de suma importancia en los sectores extractivos, a partir de ello posibles inversionistas responden a preguntas como ¿quién tiene la propiedad del yacimiento?, ¿quién

tiene la propiedad de la producción? o ¿quién tiene el derecho a vender?, y a partir de esa información se determina cuán atractiva puede ser la inversión en un determinado país. Asimismo, este aspecto permite a un país definir el sistema fiscal que aplicará a las actividades extractivas, ya sea minería o hidrocarburos; por ejemplo, si el sistema a considerar será el de concesiones, la empresa que adquiere el derecho es dueña tanto del yacimiento como de la producción, recibe el cien por ciento de los ingresos por la venta de la misma y a cambio paga regalías e impuestos. En tanto que, si la normativa vigente establece que la propiedad de los yacimientos es del Estado, así como una parte o la totalidad de la producción obtenida, el sistema que será considerado será el de contratos, siendo que los mismos podrán ser de producción compartida o de servicios, estos últimos, a su vez, se dividen en puros, de riesgo e híbridos, como se muestra en la siguiente figura.



En el caso de Bolivia, desde la promulgación de la Ley General de Hidrocarburos, mediante Decreto Ley N° 10170 de 1972, el sistema fiscal aplicado al sector hidrocarburos es el contractual. La Ley de Hidrocarburos N° 3058 establece la propiedad del Estado boliviano, tanto sobre los yacimientos (que se estipulaba en la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del año 1996) como sobre la producción de hidrocarburos, estableciendo para ello 3 figuras de contratos para las actividades de exploración y explotación. Posteriormente, la Constitución Política del Estado, aprobada en febrero de 2009, reconoce la propiedad del Estado sobre los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren, y establece la modalidad de contratos de servicios como la única posibilidad para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Marco institucional del sector: La Ley de Hidrocarburos establece que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía es la autoridad competente que elabora, promueve y supervisa las políticas estatales en

materia de hidrocarburos; adicionalmente, refunda Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) que depende del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y es quien ejerce el derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos, y representa al Estado en la suscripción de contratos petroleros y ejecución de las actividades de toda la cadena productiva; esta norma sectorial es la que define la sede de YPFB así como su estructura organizativa y los lugares territoriales donde se ubicarán sus distintas reparticiones.

Asimismo, la norma sectorial establece las atribuciones de la Superintendencia de Hidrocarburos como ente regulador, circunscritas fundamentalmente a las actividades de transporte, refinación y comercialización.

Refundación de YPFB: La Ley de Hidrocarburos, al recoger el mandato del Referéndum Nacional por el Gas, realizado el año 2004, establece en su artículo 22 la refundación de YPFB asignándole una estructura y funciones que le permitiesen participar de todas las actividades del sector hidrocarburos; este postulado, posteriormente, sería operativizado mediante el D. S. N° 28701 “Héroes del Chaco”, también llamado de “nacionalización”, emitido el primero de mayo de 2006, con la salvedad de que, conforme establece esta norma en su artículo quinto, la empresa petrolera estatal no solo participaría, sino que en realidad ejercería un rol monopólico en las diferentes actividades del sector; el artículo octavo de esta misma norma otorgaba un plazo de 60 días para que YPFB se convierta en una empresa transparente, eficiente y con control social, atributos que lamentablemente no han podido ser construidos hasta la fecha.

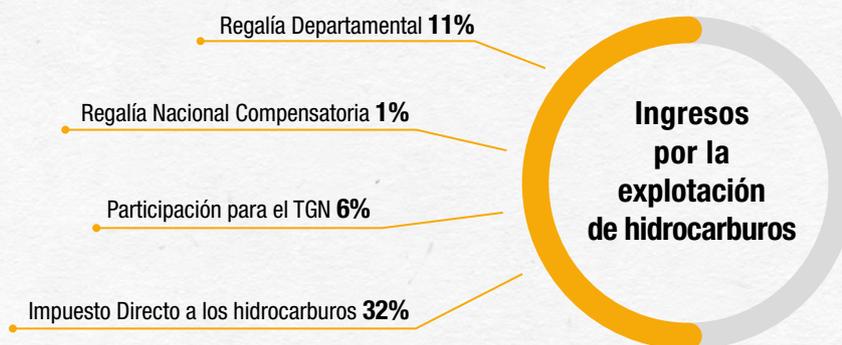
Posteriormente, la Constitución del año 2009, en su artículo 361, estableció que YPFB es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, dejando la posibilidad de que la empresa petrolera estatal pueda suscribir contratos de servicios con empresas para que realicen ciertas actividades en su nombre y representación, consolidando de esta manera una visión estatal del sector hidrocarburos.

Nuevos contratos de exploración y explotación: La Ley de Hidrocarburos, todavía vigente, estableció tres tipos o modalidades de contratos para la realización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos: a) Contratos de Producción Compartida, b) Contratos de Operación y c) Contratos de Asociación.

En este punto es importante recordar que el referéndum nacional por el gas natural del año 2004, en su primera pregunta, consultaba a la población si estaba de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del año 1996, a la cual la mayoría de la población respondió afirmativamente. Dicha norma establecía la figura de riesgo compartido como modelo de contrato para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, si bien la nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058 establecía los tres modelos de contratos mencionados en el párrafo anterior y otorgaba un plazo de 180 días para que las empresas petroleras migren a uno de éstos, debido a la inestabilidad política vigente en el país, el mismo no se cumplió y los contratos de riesgo compartido estuvieron vigentes hasta octubre de 2006, cuando entraron en vigencia los contratos de operación, como se explicará más adelante.

Régimen Fiscal: Este fue el aspecto fundamental en el diseño de la nueva política hidrocarburífera plasmada en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 en actual vigencia, y fue el eje principal de los conflictos sociales ocurridos en el país en el periodo 2001–2004. Como se explicó anteriormente, la quinta pregunta del referéndum nacional por el gas, llevado a cabo el año 2004, consultaba si la población boliviana estaba de acuerdo con que el Estado cobrase impuestos y/o regalías a las empresas petroleras, llegando al 50% del valor del gas natural que se explotaba, resultando mayoritariamente afirmativa la respuesta de la población.

En este sentido, se mantuvo el esquema que se encontraba vigente en la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del año 1996 que establecía: una regalía departamental de 11% a favor de los departamentos productores de hidrocarburos, la regalía nacional compensatoria de 1% que favorece solamente a Beni y Pando y la participación a favor del Tesoro General de la Nación (TGN) de 6% que anteriormente era destinada a YPF y, adicionalmente la nueva ley sectorial creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) con una alícuota de 32%, que, sumada a los anteriores conceptos, totalizaba 50% del valor de los hidrocarburos producidos, como se observa en la siguiente figura, dando así respuesta al mandato de la quinta pregunta del referéndum del año 2004.



Si bien la Ley de Hidrocarburos N° 3058 pretendía lograr un equilibrio 50/50 entre empresas petroleras y Estado, lo cierto es que adicionando el pago de impuestos aplicables según el régimen fiscal, como ser Impuesto al Valor Agregado, Impuesto a las Transacciones e Impuesto a las Utilidades de las Empresas, la participación estatal en los ingresos por la explotación de hidrocarburos resultaba superior a 50%, valor que fue incrementado posteriormente con la renegociación de contratos de exploración explotación de hidrocarburos del año 2006.

Consulta previa: La Ley de Hidrocarburos N° 3058 reconoce que al ser Bolivia signatario del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), el Gobierno boliviano garantiza el derecho a la consulta previa, estableciendo claramente en el artículo 115 dos momentos de consulta:

- a) Previamente a la licitación, autorización, contratación, convocatoria y aprobación de las medidas, obras o proyectos hidrocarburíferos, siendo condición necesaria para ello; y,
- b) Previamente a la aprobación de los Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental. Cuando se trate de Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental para actividades, obras o proyectos hidrocarburíferos a desarrollarse en lugares de ocupación de las comunidades y pueblos campesinos, indígenas y originarios, y áreas de alto valor de biodiversidad, necesariamente tendrán que ser los de categoría 1 (Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental Analítico Integral).

Si bien estos dos momentos de consulta están claramente establecidos, en el transcurso del tiempo solo se ha aplicado el segundo, ya que el Poder Ejecutivo ha venido reservando áreas para exploración y explotación de hidrocarburos, así como suscribiendo contratos para estas actividades sin realizar procesos de consulta de manera previa a estos actos.

2006

D. S. 28701, Nacionalización

El primero de mayo de 2006 el gobierno nacional promulgó el D. S. N° 28701 “Héroes del Chaco” llamado también de “nacionalización” orientado a poner en práctica las políticas que habían sido establecidas en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y que no habían sido implementadas todavía, pero además implementaba de manera efectiva los resultados del referéndum nacional por el gas natural del año 2004. Entre los principales aspectos que fueron establecidos en este decreto destacan:

- Obliga a las empresas petroleras que operaban en Bolivia a entregar en propiedad a la empresa petrolera estatal YPFB toda la producción de hidrocarburos.
- Estableció un plazo de 180 días a partir de su promulgación para que las empresas petroleras que operaban en el país migren a un nuevo modelo de contrato de acuerdo con lo establecido en la ley sectorial.
- Estableció que mientras dure el plazo de migración de contratos, el Estado se quedaría con el 82% del valor de la producción de hidrocarburos y las empresas petroleras con el restante 18%.
- El Estado asume el control y la dirección de las actividades de producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de los hidrocarburos en el país.
- Se nacionalizan³ las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco S. A., Andina S. A., Transredes S. A., Petrobras Bolivia Refinación S. A. y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia S. A.
- Se otorgó un plazo de 60 días para la restructuración de YPFB, “convirtiéndola en una empresa transparente, eficiente y con control social”

3 Dicha nacionalización implicó la compra de las acciones a las empresas mencionadas y no implicó una expropiación de las mismas.

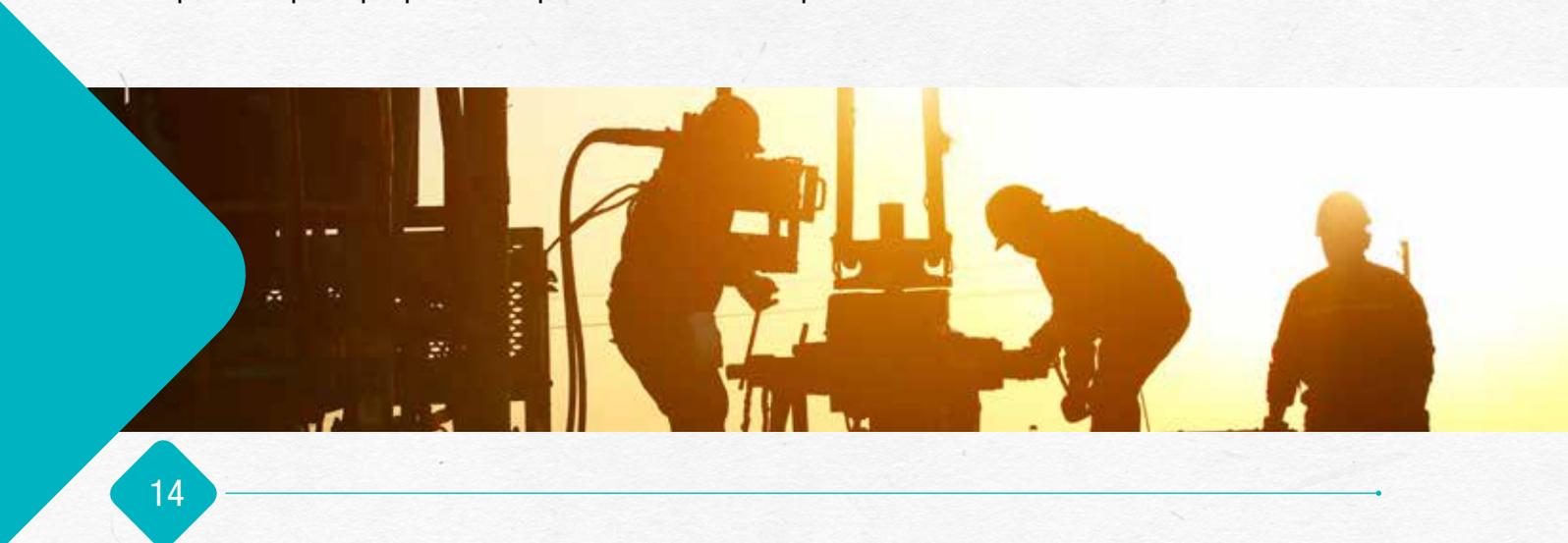
Si bien el D. S. N° 28701 no se constituyó en una nacionalización en el sentido estricto de la palabra, lo cierto es que fue mucho más allá de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 en la orientación de estatizar el sector hidrocarburos, reducir el rol de las empresas petroleras a prestadoras de servicios y establecer a YPFB como el único comercializador de hidrocarburos, tanto para el mercado interno como externo. Esto implicaba un supuesto muy ambicioso, y es que YPFB debía ser una empresa eficiente técnica, financiera y ambientalmente; alejada de la politización y los intereses del partido de gobierno, con una capacidad de respuesta inmediata al enorme desafío que se le planteaba de conducir todas las actividades hidrocarburíferas en el país; abstrayéndose, además, de las oscuras experiencias que ya tuvo el Estado boliviano como administrador de empresas.

2009

Nueva CPE

En febrero de 2009 se promulgó la nueva Constitución Política del Estado que, en materia de hidrocarburos, constitucionaliza varios de los aspectos contenidos en el D. S. N° 28701, como la propiedad de los hidrocarburos producidos, el monopolio estatal en el sector o la exclusividad de YPFB como comercializador de hidrocarburos al mercado interno y externo; pero, además, establece aspectos que no estaban contemplados en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 todavía vigente a la fecha; por ejemplo, la figura de contrato de servicios como modalidad única para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, siendo que en la ley sectorial figuran todavía las tres modalidades de contrato que fueron citadas anteriormente.

Asimismo, la Constitución de 2009 incluso contempla aspectos institucionales del sector hidrocarburos, como la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos, estableciéndola en su artículo 363 como la “responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos; la cual ni siquiera es considerada en la Ley de Hidrocarburos aún vigente”. Lo propio ocurre con el artículo 365, referida a la creación de una institución “responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva, hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos”; siendo que la ley sectorial consideraba una Superintendencia de Hidrocarburos solo con competencias para la regulación y fiscalización de las actividades de transporte, refinación y comercialización, por lo que la actual Agencia Nacional de Hidrocarburos no es contemplada en la citada ley ni se le establecen las competencias específicas para que pueda cumplir a cabalidad lo estipulado en la Constitución.



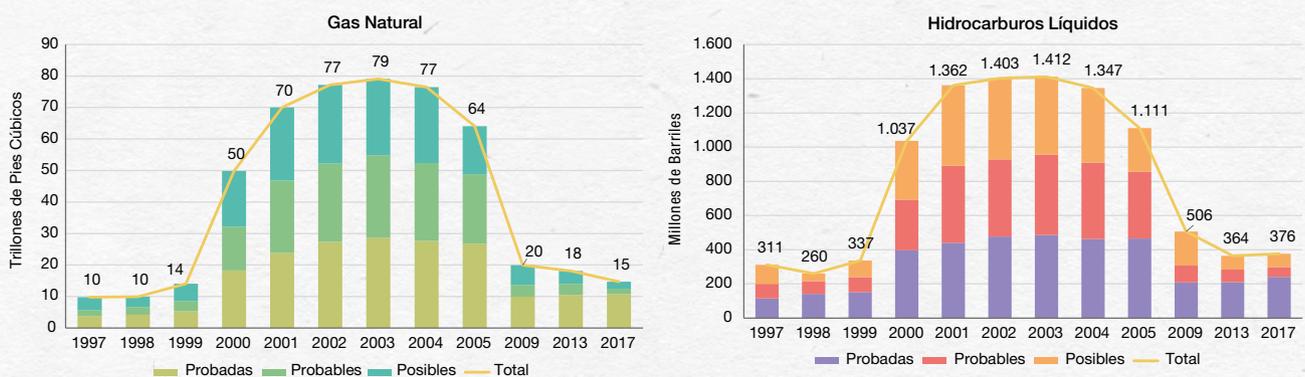
3. RESULTADOS DE POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA

Los sectores extractivos como hidrocarburos o minería se caracterizan por ser de largo plazo, es decir que las políticas públicas implementadas para su desarrollo suelen dar resultados en los siguientes 10 o 20 años. De esta manera, transcurridos 18 años de la vigencia de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, 17 años de la promulgación del D. S. N° 28701 de “nacionalización”, y a 14 años de la promulgación de la actual Constitución Política del Estado –todas normas y directrices que marcaron el desarrollo del sector hidrocarburos en lo que ha transcurrido del siglo XXI- es posible observar los resultados de las acciones e inacciones no solo de los actores políticos involucrados, sino de los actores sociales que desde inicios de siglo propusieron y presionaron por lograr el control estatal del sector hidrocarburos.

3.1 RESERVAS CERTIFICADAS DE HIDROCARBUROS

Como se mencionó, a inicios del siglo XXI el gas natural fue puesto en el centro del debate político y social, dejando muy poco espacio para la información, discusión de argumentos y construcción de una visión sobre cómo el sector hidrocarburífero podría ser desarrollado y aprovechado de mejor manera con un enfoque de largo plazo.

Gráfico N° 1. Certificación de Reservas Hidrocarburíferas



De acuerdo con las certificaciones de reservas de hidrocarburos publicadas por YPF, a inicios del siglo XXI, las reservas probadas de gas natural bordeaban los 30 Trillones de Pies Cúbicos (TCF), en tanto que las de hidrocarburos líquidos superaban los 450 millones de barriles. Si bien era previsible que a raíz de la mayor actividad exploratoria durante los años 1996–2001 existiera un incremento en las reservas hidrocarburíferas certificadas en el país, lo cierto es que entre los años 2000 a 2005 se registró un aumento significativo que sirvió de base para que a inicios de siglo los diferentes actores políticos y sociales especularan diversas ideas sobre cómo, quién y hacia dónde debía desarrollarse el potencial hidrocarburífero nacional.

Entre los años 2005 y 2009 el país no contó con una certificación de reservas hidrocarburíferas, ello a pesar de que en agosto de 2007 el Gobierno nacional promulgó la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos, la cual en su artículo 7 establece:



Al observar el gráfico N° 1 llaman la atención tres elementos:

1. La Ley N° 3740 ha sido incumplida sistemáticamente por las diferentes máximas autoridades ejecutivas de YPFB, así como del Ministerio de Energía e Hidrocarburos sin una aparente consecuencia.
2. Desde el año 2009 se observó una significativa reducción en los tres tipos de reservas (probadas, probables y posibles), ello debido a un cambio en el ámbito internacional en la metodología de cuantificación de reservas.
3. Desde la vigencia de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 han existido tres certificaciones de reservas que se realizaron los años 2009, 2013 y 2017, en las cuales se aprecia una clara disminución año tras año.

A partir de los indicadores de las últimas tres certificaciones de reservas hidrocarburíferas, resulta evidente que la política hidrocarburífera implementada desde la Ley N° 3058 del año 2005, el D. S. 28701 de 2006 y la propia Constitución Política del Estado de 2009 no ha servido para promover la actividad exploratoria en el país; por el contrario, las empresas petroleras que operaban en Bolivia orientaron la inversión al



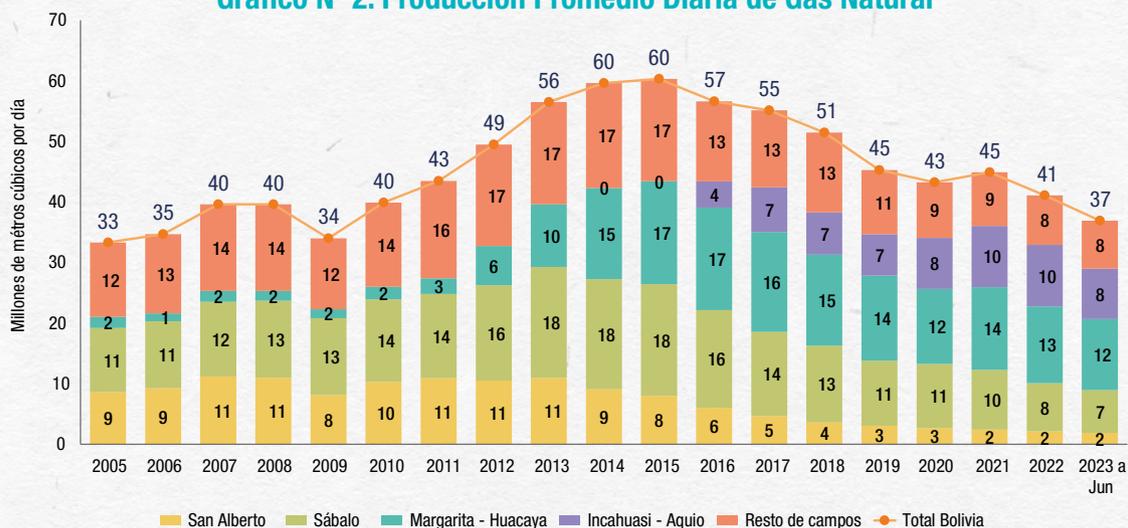
desarrollo de los campos existentes, y la empresa petrolera nacional YPFB no logró asumir con mayor dinamismo la actividad exploratoria; incluso desde el año 2007 y hasta el 2022 el Poder Ejecutivo reservó, mediante 9 decretos supremos, un total de 104 áreas a favor de la empresa petrolera estatal para que realice actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, siendo que a la fecha ninguna de ellas ha dado un resultado positivo.

Es importante mencionar que de las 104 áreas reservadas a favor de YPFB para exploración y explotación de hidrocarburos, aproximadamente 18 están sobrepuestas a parques naturales que debieran estar bajo protección nacional; siendo además que en mayo de 2015 el Gobierno nacional emitió el Decreto Supremo N° 2366 autorizando dicha actividad exploratoria, lo que representa sacrificar el patrimonio ecológico y la biodiversidad del país en aras de encontrar nuevas reservas hidrocarburíferas que permitan seguir sosteniendo el modelo de desarrollo nacional, basado en el rentismo y extractivismo.

3.2 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En contraste con lo descrito en el punto anterior, a pesar de que no hubo actividad exploratoria en Bolivia que permitiera incrementar las reservas hidrocarburíferas, sin duda llama la atención el comportamiento de la producción tanto de gas natural como de hidrocarburos líquidos; como se verá en los siguientes gráficos, en ambos casos se pueden advertir claramente dos momentos, el primero comprendido entre los años 2005–2015 y el segundo entre 2016–2023.

Gráfico N° 2. Producción Promedio Diaria de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB, Ministerio Hidrocarburos y Energía, Secretarías de Energía e Hidrocarburos de los gobiernos autónomos departamentales de Tarija y Santa Cruz.

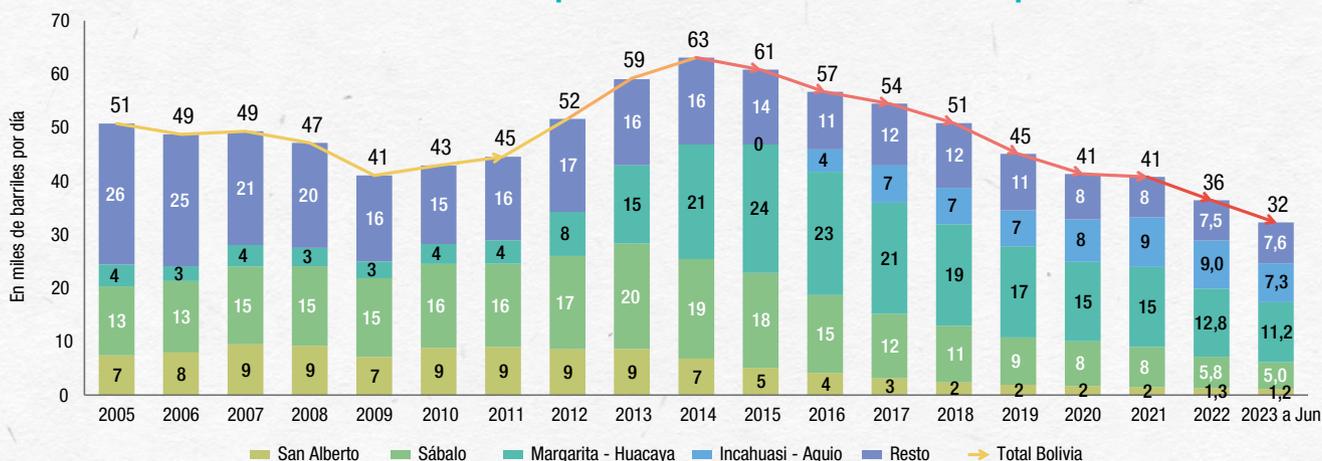
Si bien en el primer momento existió un incremento de 50% en la producción de gas natural hasta el año 2015, ello se explica por una explotación acelerada de las reservas de hidrocarburos que fueron descubiertas en la década de 1992–2002 con el aparente propósito de monetizarlas durante el superciclo de precios internacionales del petróleo que dispararon los precios de exportación del gas natural boliviano entre los años 2004–2014. En este periodo de tiempo no se encontraron nuevas

reservas de hidrocarburos debido a que no hubo suficiente actividad exploratoria que permita reponer las reservas que venían siendo explotadas.

Posteriormente, se observa un segundo momento entre los años 2016–2023, cuando se registró una caída continua en la producción de gas natural caracterizada por la declinación de la producción en los yacimientos de los principales campos productores que habían sido explotados de forma acelerada durante los años anteriores. Si bien en ese periodo entró en producción el único campo nuevo descubierto en el país, durante los últimos 18 años (Campo Incahuasi – Aquio), este no pudo compensar la caída de la producción de los tres denominados “megacampos”. Como se observa en el Gráfico N° 4, entre los años 2015–2023 la producción promedio diaria de gas natural pasó de 60 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) a solo 37 MMmcd, lo que representa una caída de -38%, aspecto que, sin duda, tiene y tendrá consecuencias comerciales, económicas y fiscales, como se verá más adelante.

Con relación a la producción de hidrocarburos líquidos, esta siguió un comportamiento similar al descrito en el caso del gas natural; ello debido a que, por una parte, el principal componente de esta categoría es el petróleo condensado asociado al gas natural y, en la medida en que disminuye la producción del segundo también lo hace el primero. Por la otra parte, debido a la política de subvención a los hidrocarburos vigente desde el año 2004, no ha existido exploración de petróleo crudo, por lo que la producción de este otro componente ya se encontraba en declinación desde el año 2006. Estos factores también han marcado la declinación de la producción de hidrocarburos líquidos.

Gráfico N° 3. Producción promedio diaria de hidrocarburos líquidos



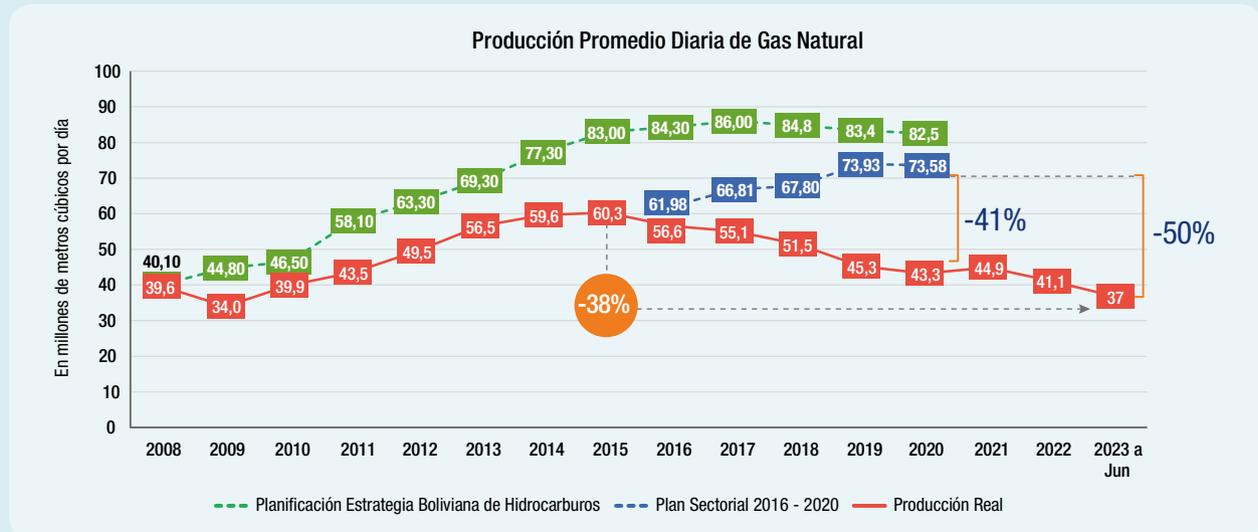
Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB, Ministerio Hidrocarburos y Energía, Secretarías de Energía e Hidrocarburos de los gobiernos autónomos departamentales de Tarija y Santa Cruz.

La caída en la producción de hidrocarburos por la que atraviesa el país desde el año 2016 implica un problema de oferta para los mercados que dependen de la misma; esto ha supuesto la necesidad de renegociar los contratos de exportación que Bolivia tenía suscritos con Brasil y Argentina mediante la firma de adendas el año 2020, para el primer caso, y el 2021 y 2022, para el segundo; pero además, en el caso del mercado interno se ha traducido en una menor disponibilidad de producción interna de derivados como

gasolina y diésel, lo que ha obligado al país a incrementar la importación de estos combustibles con sus consiguientes efectos económicos.

Esta situación no debió ser ajena para las autoridades a cargo del sector hidrocarburos, ello debido a que los datos reales de la producción debieron ser comparados y monitoreados con relación a los valores que se habían programado, primero en la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH), presentada el año 2008 por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, que posteriormente fue ajustada a la baja en el Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016–2020, presentado también por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, el año 2015. Como se puede apreciar en la siguiente gráfica, la línea verde muestra la producción de gas natural diaria planificada en la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos; la línea azul, la producción de gas natural diaria ajustada por el Plan de Desarrollo Sectorial de Hidrocarburos 2016–2020 y la línea roja, la producción diaria real de gas natural.

Gráfico N° 4. Planificación versus realidad en la producción promedio diaria de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, Plan Sectorial de Desarrollo del Sector Hidrocarburos 2016–2020, YPFB, Ministerio Hidrocarburos y Energía, Secretarías de Energía e Hidrocarburos de los gobiernos autónomos departamentales de Tarija y Santa Cruz.

Como se aprecia en el gráfico anterior, la producción real de gas natural, desde el año 2016, mostraba una importante desviación con los valores planificados, aspecto que debió haber sido corregido oportunamente, ya sea en los supuestos de la planificación o en los problemas por los que atravesaba la gestión sectorial. Pese a diversas advertencias realizadas por diferentes analistas e instituciones, como Fundación Jubileo, ello no ocurrió y al año 2020 se evidenció que la diferencia entre la producción real de gas natural y lo planificado era de -41%; si esa planificación se mantendría vigente al 2023, la diferencia sería aún mayor llegando a -50%, lo que demuestra que varios de los supuestos utilizados en los planes sectoriales no se cumplieron y, peor aún, no se realizaron los ajustes oportunos respectivos en la gestión sectorial a fin de corregirlos. El resultado es que la producción de gas natural cayó en -38% con relación al máximo registrado el año 2015, con las consecuencias en la comercialización y la renta hidrocarburiífera.

3.3. MERCADOS Y COMERCIALIZACIÓN

Durante los últimos 18 años que lleva vigente la actual política hidrocarburífera en Bolivia, el mercado interno ha sido identificado como prioridad de destino, tanto en la normativa vigente como en la narrativa política y social; aunque los mercados de exportación, en el caso del gas natural, han sido los de mayor importancia tanto en términos de volúmenes como de precios de venta. En el caso de los hidrocarburos líquidos producidos, el mercado interno ha sido también la prioridad con eventuales exportaciones de crudo reconstituido.

Gas Natural

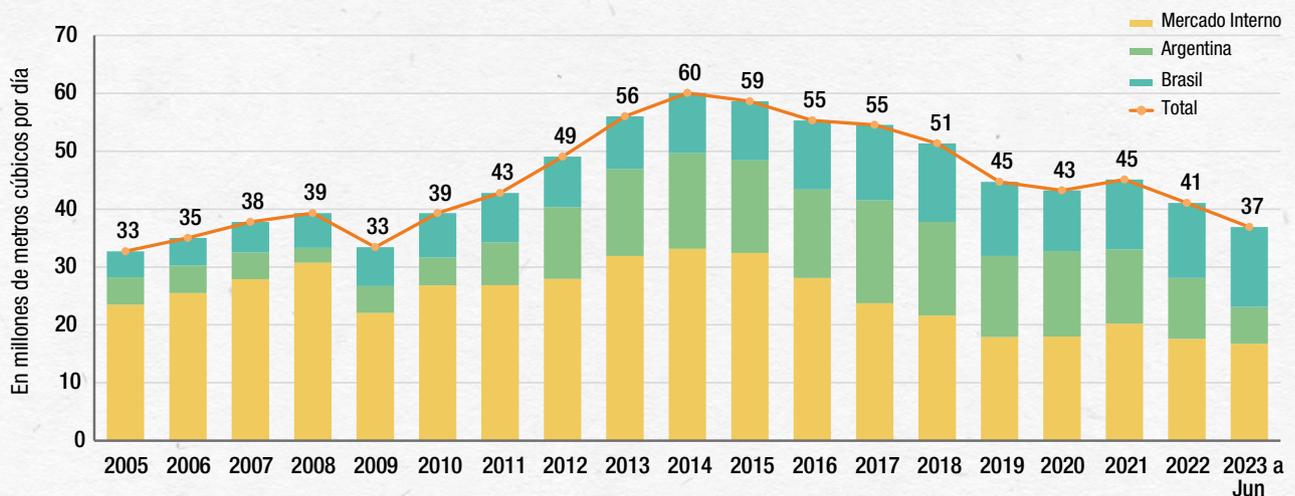
La comercialización de gas natural guarda estrecha relación con la producción y, como se mencionó, ha sido destinado fundamentalmente a tres mercados en los últimos 23 años.

- 1. Interno:** De acuerdo con el marco normativo vigente, este es el mercado prioritario para la producción de gas natural. Fue desarrollado con mayor impulso desde el año 2006 como resultado de la narrativa política y social basada en que el país contaba con abundantes recursos de gas natural y, por tanto, había que “gasificar la economía” desarrollando ambiciosos proyectos de construcción de redes de gas domiciliario, gas vehicular e industrial; dejando de lado que se trataba de un recurso natural no renovable, es decir, finito en el tiempo, y los riesgos que ello podría implicar si no se mantenía un determinado nivel de reservas.
- 2. Brasil:** No es posible comprender la bonanza de ingresos fiscales que vivió el país entre los años 2004–2014 si no se comprende la importancia que tuvo la exportación de gas natural y, en particular, la suscripción del contrato de compra y venta de gas natural con la vecina República de Brasil, el año 1996, y que entró en operación en julio de 1999 por un periodo de 20 años. Si bien el contrato culminó en términos formales en diciembre de 2019, el mismo establecía un periodo de conciliación de volúmenes que se ha prolongado en el tiempo y hace previsible su cierre el año 2024.
- 3. Argentina:** Este mercado, si bien venía siendo ya desarrollado desde el siglo pasado, mediante contratos, tanto en firme como interrumpibles, el año 2006 se suscribió el contrato de compra y venta de gas natural entre YPFB de Bolivia y ENARSA de Argentina para un periodo de 20 años (hasta el

2027). El año 2010 se suscribió la primera adenda al contrato, estableciendo periodos diferenciados para la compra-venta de gas natural entre verano e invierno; así como un nivel progresivo de incrementos en el volumen acordado hasta llegar al máximo de 27,7 MMmcd, aspecto que también resulta importante para comprender la importancia y situación de este contrato de exportación de gas natural que tiene Bolivia. Sin embargo, la caída en la producción descrita anteriormente, resultado de la falta de exploración, ha obligado al país a renegociar este contrato por menores volúmenes mediante la suscripción de sucesivas adendas desde el año 2019.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de la comercialización de gas natural desde la vigencia de la actual política hidrocarburífera hasta la fecha.

Gráfico N° 5. Comercialización promedio diaria de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de YPF, Ministerio Hidrocarburos y Energía, secretarías de Energía e Hidrocarburos de los gobiernos autónomos departamentales de Tarija y Santa Cruz.

Como es previsible, la comercialización de gas natural presentada en el gráfico N° 5 tiene similar comportamiento al de la producción de este energético. Es decir, un periodo de importante crecimiento entre 2005 y 2015, y otro de caída constante entre 2016 y 2023; sin embargo, existen algunos elementos importantes de mencionar:

- a) El mercado interno ha registrado un crecimiento importante y sostenido desde el año 2005, resultado de la política de “gasificar la economía” y privilegiar el consumo local; así, la electricidad generada en el país, el año 2022, provino en 64% de termoeléctricas que funcionan principalmente con gas natural. Acá es necesario mencionar que el precio al cual se comercializa el gas natural en el mercado interno promedia los 1,3 dólares el millón de BTU (\$us/MMBTU), valor significativamente inferior al de exportación, lo que permite advertir que, además de haber extendido el uso del gas natural en el mercado interno, se lo hizo a un precio subvencionado (considerando su costo de oportunidad de exportación). Estos dos aspectos, muestran claramente que la política hidrocarburífera de los últimos 18 años dejó de lado considerar que el gas natural es un recurso natural no renovable y, por lo tanto, finito.

- b) El mercado de Brasil ha sido el principal destino del gas natural boliviano producido entre los años 1999 y 2019, los volúmenes pactados, los criterios como el *take or pay* y su vínculo con el precio internacional del petróleo a través de una cesta de *fuel oils* le ha permitido al país contar con un inédito flujo de ingresos de exportación durante el periodo 2004–2014 debido al superciclo de precios internacionales del petróleo que, posteriormente, cayó desde el 2015 con su consecuente impacto en el precio de exportación del gas natural boliviano.

Como se aprecia en el gráfico N° 5, los volúmenes exportados de gas natural a Brasil se fueron incrementando año tras año hasta el 2014, cuando se alcanzaron a los 33 MMmcd, incluido el gas combustible (el volumen contractual era de hasta 30,08 MMmcd); sin embargo, debido a la declinación de los principales campos productores y falta de actividad exploratoria que fueron explicados anteriormente, desde el año 2016 se observa una caída en los volúmenes exportados hasta llegar a los actuales 17 MMmcd, una caída de -47% que ha impactado en menores ingresos por exportaciones para el país, y que ha restado el papel de Bolivia en el mercado energético brasilero y regional. El año 2017, el país tuvo que pagar a Brasil una multa por incumplimientos en el envío de los volúmenes comprometidos, lo que afectó la reputación como proveedor de gas natural en la región.

El incumplimiento de Bolivia, sumado a la caída continua en la producción de gas natural fueron, probablemente, factores de preocupación para Brasil, como comprador de gas natural boliviano, en términos de posibles impactos negativos en la provisión de energía en el mediano y largo plazo; por lo que, el vecino país optó por la construcción de terminales para compra de Gas Natural Líquido (GNL) de ultramar; así como en el desarrollo de los yacimientos del Pre-sal frente a la costa atlántica.

- c) La exportación de gas natural a Argentina, a partir del contrato suscrito el 2006, también es resultado de una relación energética de larga data entre ambos países y consideró como base varios de los acuerdos contenidos en el contrato de exportación suscrito con Brasil, años atrás. El proyecto de exportación de gas natural a Argentina implicó la ampliación y construcción de un gasoducto de integración con el vecino país y permitió también a Bolivia contar con importantes ingresos fiscales hasta el año 2015 cuando, debido a la caída en la producción, YPFB empezó a hacer malabarismos con los volúmenes de gas natural ya que no tenía la capacidad de satisfacer simultáneamente las demandas máximas de los tres mercados de destino si el suministro hubiese sido en un mismo día; por ello, cuando la demanda de Brasil disminuía, la empresa estatal podía incrementar los envíos a Argentina. Sin embargo, este tipo de malas prácticas no siempre fueron exitosas, por lo que en 2019 la empresa petrolera estatal tuvo que pagar una multa por incumplimiento en los envíos de gas natural a su vecino del sur.

Argentina ya había advertido que el problema de disponibilidad de gas natural boliviano se iría agravando más allá de 2019; adicionalmente, el vecino país venía incurriendo en altos costos por la importación de Gas Natural Líquido (GNL) de ultramar, por lo que realizó estudios orientados a evaluar la posibilidad de abastecer su mercado interno (lo que incluye al noreste argentino) con el gas natural que ya venía siendo explotado en Vaca Muerta, su principal reservorio encontrado al suroeste, en la provincia de Neuquén. Estos resultados fueron incorporados en una política nacional



que, luego de varios debates internos, identificó como primer objetivo llegar a la provincia de Buenos Aires y, posteriormente, conectar con la red que permita llegar incluso al noreste argentino.

El plan argentino consideró la construcción de un gasoducto desde la provincia de Neuquén hasta Buenos Aires (el cual ya fue concluido e inaugurado el 9 de julio de 2023 con el nombre de su expresidente Nestor Kirchner) y se iniciaron las obras para la reversión del gasoducto de Transporte de Gas del Norte (TGN) que permitirá el transporte del gas natural hasta el noreste que era el mercado natural del gas natural que exporta Bolivia al vecino país. En el marco de su política energética de utilizar el gas de Vaca Muerta para abastecer al conjunto del territorio argentino y la continua caída en la producción del gas natural boliviano, las empresas que habían firmado el contrato de exportación en representación de cada país fueron suscribiendo tres adendas desde el año 2020 orientadas a ir reduciendo, gradualmente, los volúmenes comprometidos y reducir el plazo de vigencia del contrato al año 2024. Estos documentos no fueron hechos públicos debido a la inclusión de una cláusula de confidencialidad, en contradicción al artículo 359 de la CPE, pero existieron trascendidos en la prensa argentina que permitieron tomar conocimiento de esos acuerdos.

Con relación a los precios de exportación del gas natural, es útil puntualizar que, en el caso boliviano, los mismos se calculan trimestralmente y están en función de la cotización de tres *fuel oils*, en el caso de Brasil y, en el de Argentina, se adiciona un diésel oil 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, los cambios positivos o negativos en esos precios internacionales afectan directamente en el precio de las exportaciones del gas boliviano, pero no de manera inmediata, sino con un diferimiento de tres meses. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de los precios desde julio de 1999.

Gráfico N° 6. Precios de exportación de gas natural boliviano



Como se observa en la gráfica anterior, desde abril de 2003 se inició una tendencia al alza en el precio de exportación del gas natural boliviano debido al inicio de un superciclo en los precios internacionales del petróleo que, debido a su vínculo con el precio de exportación de gas natural, le permitieron al país contar con un flujo inédito de ingresos fiscales entre 2004 y 2014; periodo en el que el Gobierno optó por incrementar la tasa de explotación de las reservas hidrocarburíferas ya conocidas, aparentemente con el propósito de monetizar las mismas en una buena coyuntura de precios, pero cometiendo el error de no reponer las reservas mediante procesos de exploración que permitieran encontrar nuevos yacimientos hidrocarburíferos a la misma velocidad con que se venían explotando.

Por los mismos motivos es que, al terminar el superciclo de precios de materias primas en el escenario mundial en agosto de 2014, desde la gestión 2015 cayeron los precios de exportación de gas natural boliviano coincidiendo, además, con una caída en la producción nacional de hidrocarburos; lo que se traduciría en una disminución constante de los ingresos por exportación de gas natural con el consecuente impacto en los flujos de divisas que recibe el país, así como en las regalías e impuestos aplicables a la explotación de hidrocarburos y que benefician a gobernaciones, municipios y universidades.

Según declaraciones del Ministro de Hidrocarburos y del Presidente de YPFB, durante el año 2022, mediante la 6ta y 7ma adenda al contrato de compra y venta de gas natural lograron renegociar un mejor precio de exportación de gas natural con Argentina para el periodo de invierno (mayo a septiembre), lo que hubiese permitido aminorar los efectos económicos por la disminución en los volúmenes exportados a ese país; sin embargo, ambas adendas no fueron hechas públicas, por lo que no es posible corroborar esas afirmaciones.

Con relación a los precios de venta de gas natural en el mercado interno, estos se encuentran regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, variando entre 0,90 y 1,9768 dólares por millar de pie cúbico (\$us/MPC).

Hidrocarburos líquidos

Respecto a la comercialización de hidrocarburos líquidos en el país, debido a las razones descritas en el gráfico N° 3, el destino de la producción de hidrocarburos líquidos ha sido fundamentalmente el mercado interno. Es importante recordar que, el precio de referencia del barril de petróleo para el mercado interno se encuentra congelado en 27,11 \$us/Bbl (descontado de IVA) desde agosto de 2004, lo que sirvió, junto

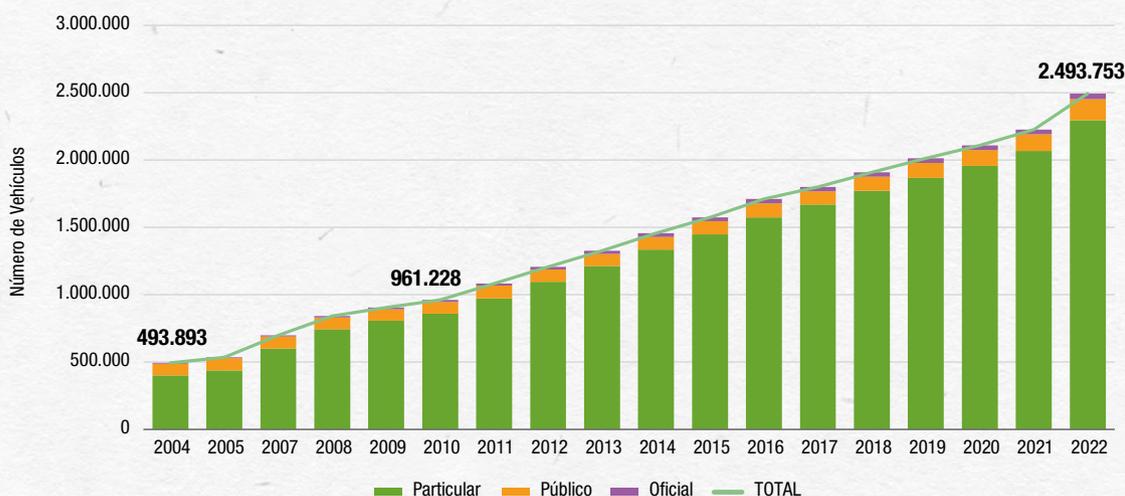


con diferentes normas posteriores, para congelar el precio interno de la gasolina y el diésel mediante una política de subvención que sigue vigente hasta la fecha y resultó ser el principal desincentivo para la exploración de campos petroleros en Bolivia desde esa gestión.



En la gestión 2010 el ex presidente Evo Morales intentó retirar la política de subvención, la medida fue ampliamente rechazada por la población, lo que obligó al Gobierno a reponer la medida. Desde entonces, además, el parque automotor se ha más que duplicado, como se aprecia en la siguiente gráfica, alcanzado a 2.493.753 vehículos al año 2022.

Gráfico N° 7. Parque Automotor Nacional



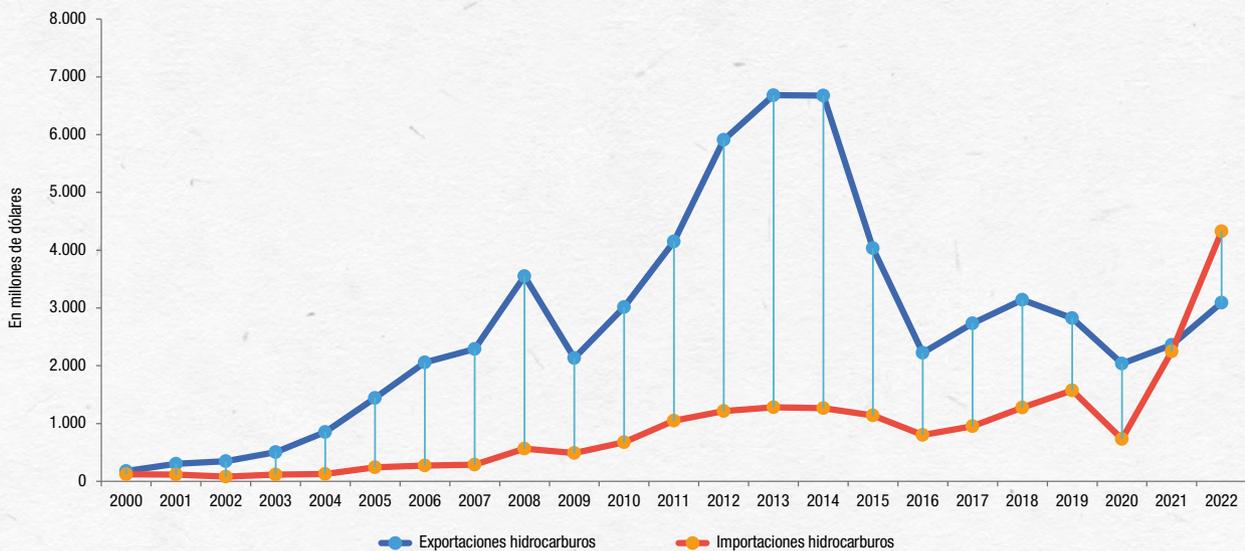
Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Nacional de Estadística.

La política de subvención a los hidrocarburos en Bolivia está a punto de cumplir 20 años de vigencia en la gestión 2024; en este periodo de tiempo, el dinero público que los gobiernos deben destinar para financiarla han ido creciendo significativamente, se han generado profundas distorsiones dado que beneficia a toda la población sin distinguir entre tipo de actividad económica, modelo del vehículo, año de fabricación o cilindrada del motor, llegando incluso a beneficiar el desarrollo de actividades como el narcotráfico o la minería ilegal que, además de no tributar, genera importantes impactos socioambientales. Como se observa en el gráfico N° 7, el parque automotor, desde el inicio de la política de subvención hasta el año 2022, se ha quintuplicado, siendo que 92% corresponde a vehículos particulares (resultado también de un transporte público atomizado) y registrándose un crecimiento inusual el año 2022 de 12%, prácticamente el doble que el promedio de los últimos 10 años.

En síntesis, si bien en los últimos 20 años Bolivia se había caracterizado por ser exportador neto de hidrocarburos, alcanzando el año 2014 un superávit en balanza comercial del sector hidrocarburos de 5.415 millones de dólares debido al incremento de los ingresos por exportaciones de gas natural (línea azul gráfico N° 8); este resultado fue disminuyendo desde el 2015 en la medida en que caía la producción de gas natural, como consecuencia de la falta de actividad exploratoria, así como los precios de exportación de este energético.

En contraposición, los egresos por importación de combustibles (línea roja del gráfico N° 8) fueron incrementándose hasta el año 2014 para experimentar una caída entre 2015 y 2017, debido a la caída en el precio internacional del petróleo, pero que luego recuperaron su tendencia creciente desde 2018. Como se aprecia en el siguiente gráfico, hasta el año 2021, Bolivia conservaba su condición de país exportador neto de hidrocarburos, aunque con un superávit mínimo de 109 millones de dólares; pero sería en el año 2022 cuando por primera vez los egresos por importaciones de combustibles superaron los ingresos por exportación de hidrocarburos, resultando en un déficit comercial de -1.235 millones de dólares.

Gráfico N° 8. Balanza Comercial Sector Hidrocarburos 2000 - 2022



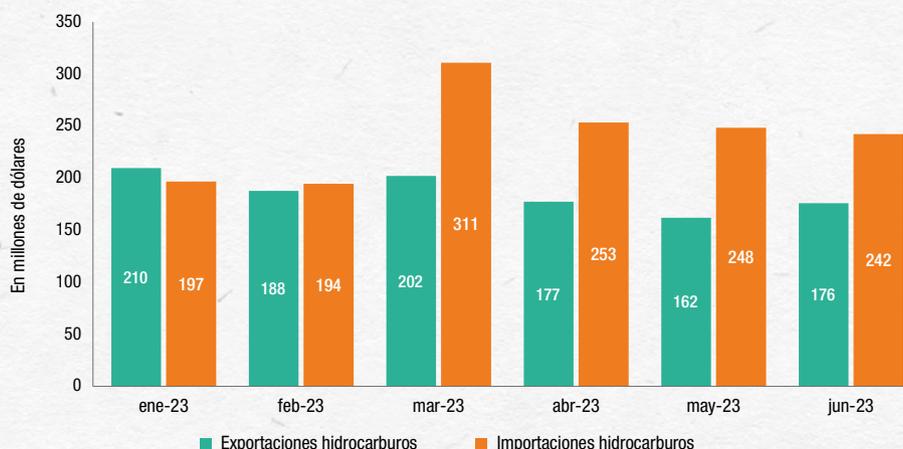
Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Nacional de Estadística.



El año 2022, las importaciones de hidrocarburos se vieron afectadas por el incremento en el precio internacional del petróleo, como efecto de la invasión de Rusia a Ucrania. El país tuvo que importar más combustibles debido a la permanente declinación de la producción de hidrocarburos líquidos, el incremento del parque automotor nacional pero, sobre todo, como resultado de una política hidrocarburiífera que no logró atraer inversión privada en exploración hidrocarburiífera que permita cierta sostenibilidad en el largo plazo, y mantuvo una subvención ciega al precio de la gasolina y diésel en el mercado interno. En contraste, el incremento en los precios internacionales del petróleo, si bien favorecieron nuevamente los precios de exportación del gas natural boliviano, ello no se vio reflejado en una mejora de los ingresos por exportaciones de gas natural (como sí ocurrió entre 2004–2014) debido a la caída en la producción de gas natural y, por tanto, en los volúmenes exportados.

El año 2023, la situación descrita anteriormente se mantiene, como se puede apreciar en el siguiente gráfico; es decir que los egresos por importaciones de hidrocarburos (barra naranja) continúan siendo superiores a los ingresos que recibe el país por las exportaciones de estos energéticos (barra verde), registrándose, hasta junio, un déficit en la balanza comercial del sector hidrocarburos de -331 millones de dólares.

Gráfico N° 9. Balanza comercial sector Hidrocarburos - gestión 2023



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

3.4. RENTA HIDROCARBURÍFERA

Si hay un indicador que en los últimos 23 años destaca en el caso boliviano es el incremento por concepto de renta petrolera, entendiendo a esta como la diferencia entre los ingresos que obtiene YPFB por la venta de hidrocarburos –tanto en el mercado interno como externo- menos los costos recuperados, de transporte y compresión en los que incurre para poderlos llevar a los mercados de destino.

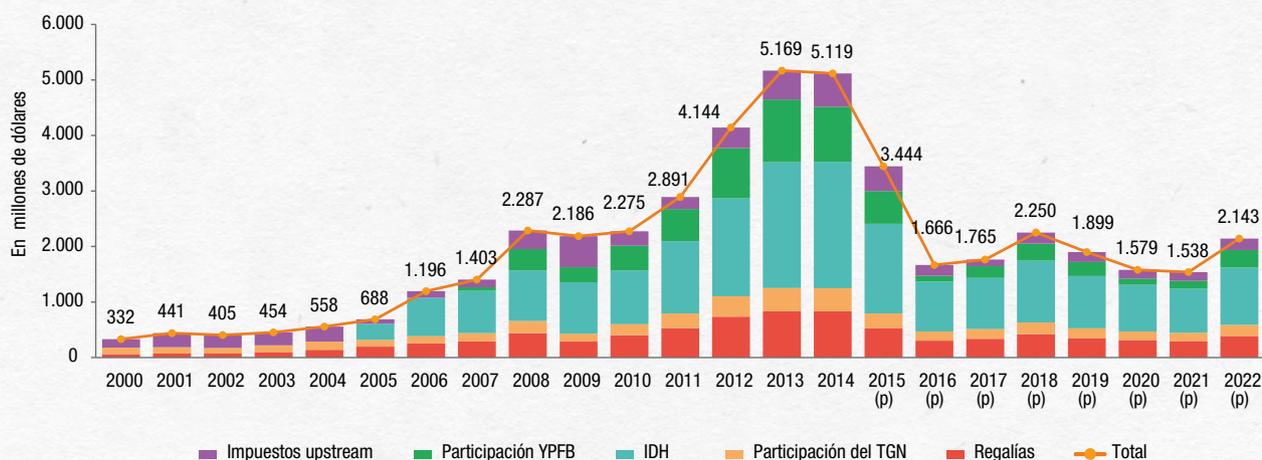
La política hidrocarburiífera boliviana, implementada desde mayo de 2005 mediante la Ley de Hidrocarburos N° 3058 (que aún sigue vigente) y profundizada posteriormente con el D. S. N° 28701 de mayo de 2006 y la Constitución Política del Estado de 2009, ha estado orientada fundamentalmente a la captura de renta a favor del Estado. Esta característica ha sido de mucha utilidad en el discurso político (e incluso sectorial) durante el superciclo de precios internacionales del petróleo entre los años 2004 y 2014, en el que tanto

autoridades nacionales, sectoriales como sociales mostraban con orgullo el incremento de los ingresos que recibía el país por la explotación de hidrocarburos omitiendo analizar las variables que explicaban ese aumento (precios, mercados, impuestos, producción), alertar sobre los riesgos de sostenibilidad que existían para el largo plazo, las amenazas de la dependencia fiscal que se había generado desde un inicio, así como la necesidad de utilizar estratégicamente los ingresos para desarrollar otros sectores económicos.

Los movimientos sociales, que fueron actores centrales en la llamada “guerra del gas”, durante la época de bonanza estuvieron ausentes de la vigilancia y control social sobre el uso y destino de los ingresos por concepto de renta, impuestos y participaciones obtenidos por la explotación de hidrocarburos. Hasta el año 2014, abundaron las publicaciones oficiales (algunas mensuales y otras trimestrales) mostrando los elevados montos por concepto de regalías e impuestos que ingresaban a las arcas fiscales nacionales y subnacionales, así como las conferencias de prensa de autoridades sectoriales que anunciaban incrementos en precios y en producción de forma mensual; los representantes de las empresas petroleras y de las prestadoras de servicios, en sintonía con el discurso gubernamental, organizaron varios foros internacionales sobre hidrocarburos mostrando las oportunidades que el sector generaba para el país, sin alertar de los riesgos que se avecinaban.

Sin embargo, el año 2015, cuando cayeron los precios de exportación del gas natural boliviano y la producción de hidrocarburos, también cayó la transparencia y acceso a la información. Lentamente se fueron diluyendo las conferencias de prensa de autoridades públicas y arbitrariamente se retiraron las publicaciones trimestrales del sector y, a pesar de la Ley N° 3740, de agosto de 2007, que en su artículo 6 obliga a YPFB a realizar una publicación semestral de diferentes variables en su página web, las autoridades de la empresa petrolera estatal decidieron retirar toda la información sobre producción, comercialización, costos recuperables y renta hidrocarburiífera, siendo que desde ese año en adelante todas las cifras son preliminares y obtenidas a partir de rendiciones públicas de cuentas que realiza el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, con datos agregados (lo que obliga a realizar algunas estimaciones).

Gráfico N° 10. Renta Hidrocarburiífera



Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB, Ministerio Hidrocarburos y Energía, Unidad de Análisis de Políticas Económicas y Sociales.

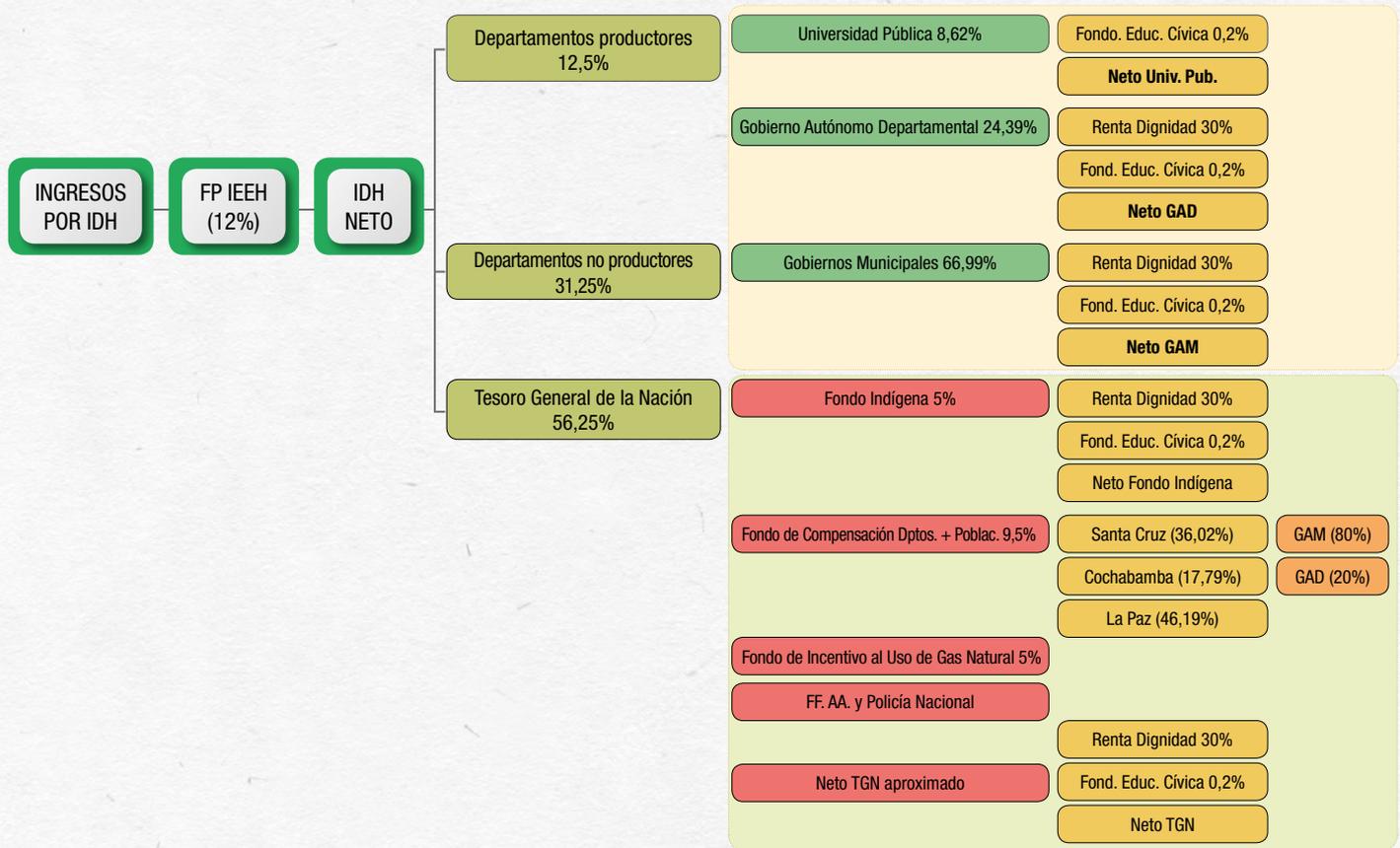
A partir del gráfico N° 10 es importante identificar tres periodos: el primero va del año 2000 a 2003, caracterizado por el inicio de las exportaciones de gas natural a Brasil, las expectativas de importantes reservas, la discusión sobre el proyecto de exportación *Pacific LNG*, así como por una alta convulsión social en el país. A inicios de ese periodo se registró una perforación promedio de 22 pozos exploratorios por año, hasta el 2003.

Un segundo periodo abarca los años 2004 a 2014 en el que destaca un incremento sostenido de los precios internacionales del petróleo que determinan los precios de exportación del gas natural boliviano, el debate y posterior convulsión social basado en que las empresas petroleras pagaban muy poco al país por la explotación de hidrocarburos, la creencia de que Bolivia tenía recursos inagotables de gas natural y que había que “gasificar” la economía, el Referéndum Nacional por el Gas que buscaría dar una solución a los temas polémicos de política gasífera (aunque esta fue confundida con política hidrocarburífera y política energética).

El año 2005 marcó un cambio sustancial en la política hidrocarburífera con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 que creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) que –con una alícuota de 32% sumada a los ya existentes 11% de la regalía departamental, 1% de la regalía nacional compensatoria (a favor de Beni y Pando) y 6% de participación a favor del Tesoro General de la Nación (TGN)- daría respuesta a la pregunta 5 del referéndum que establecía que el país se quedaría al menos con 50% de los ingresos percibidos por la explotación de hidrocarburos.

El IDH resulta fundamental al momento de analizar el comportamiento de la renta hidrocarburífera presentada en el gráfico N° 10 ya que, por una parte, representa, en promedio, 40% del total (barra de color verde) y, por otra, es el mejor reflejo de la política basada en la captura de renta y distribución amplia de la misma por parte del Estado, como se presenta en la siguiente figura, considerando que estos ingresos benefician a departamentos productores (12,5%), departamentos no productores (31,25%) y TGN (56,25%).

Tanto los departamentos productores como los no productores asignan 8,62% a la universidad pública; 24,39% a los gobiernos autónomos departamentales (GAD) y 66,99% a los gobiernos autónomos municipales (GAM). En el caso del monto correspondiente al TGN, 5% es asignado al Fondo Indígena, 9,5% al Fondo de Compensación para los departamentos con mayor población (Santa Cruz, La Paz y Cochabamba), 5% al Fondo de Incentivo para el Uso del Gas Natural, un monto variable a favor de las Fuerzas Armadas y Policía Nacional, y el restante quedaría a favor del tesoro.



El periodo comprendido entre 2004 y 2014 también se caracterizó, en materia de renta hidrocarburífera, por la promulgación del D. S. N° 28701, en mayo de 2006, que obligó a las empresas petroleras que operaban en el país a suscribir con YPFB nuevos contratos para las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos; los mismos que, finalmente, fueron firmados en octubre de esa gestión y que crearon una participación de YPFB en las ganancias a distribuir de cada uno de los contratos (la misma es calculada mensualmente con base en las tablas de participación estipulados en los Anexos F de cada contrato) y figura en el gráfico N° 10 de color verde. Es importante señalar que en este periodo de 11 años el país recibió cerca de 28 mil millones de dólares por concepto de renta hidrocarburífera, lo que representa cerca de 64% del total de la renta percibida desde la vigencia de la actual política hidrocarburífera.

Un tercer periodo, en lo referido a renta hidrocarburífera, abarca las gestiones 2015–2022 y se caracterizó por una caída en los precios de exportación del gas natural boliviano (debido a la caída en el precio internacional del petróleo), que luego fue seguida también por una constante disminución en la producción de hidrocarburos, resultado de la poca actividad exploratoria desde el año 2005 que

significó la imposibilidad de sostener los volúmenes de exportación de gas natural a Brasil y Argentina, renegociando los contratos de compra y venta con ambos países por menores volúmenes, lo que a su vez se tradujo en un menor ingreso de divisas para el país y en una menor renta hidrocarbúfera que significó una considerable disminución de ingresos fiscales para gobernaciones, municipios universidades y demás beneficiarios de la renta hidrocarbúfera.

Si bien desde el año 2004 diferentes instituciones y analistas insistimos en la urgente necesidad de creación de Fondos de Ahorro y/o Estabilización, Fondos de Desarrollo Productivo y Fondos de Investigación, Ciencia y Tecnología a partir de los ingresos por explotación de hidrocarburos que recibían el TGN, gobernaciones, municipios y universidades públicas, estas sugerencias no fueron escuchadas por las autoridades correspondientes. Lo cierto es que, como era previsible, los reservorios de gas natural y petróleo se fueron agotando, no hubo actividad exploratoria que permitiese reponer los mismos a partir de nuevos descubrimientos y la renta hidrocarbúfera fue disminuyendo, ocasionando que tanto el nivel central como gobernaciones, municipios y universidades retornaran a escenarios de déficit fiscal desde hace al menos cinco años atrás.



4. PROPUESTAS DE POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA

Los indicadores presentados anteriormente son preocupantes, más aún considerando que el sector hidrocarburífero se caracteriza por ser de largo plazo y sus resultados responden a decisiones de política pública asumidas por el país con una anterioridad aproximada de 20 años. Para revertir esa situación se requiere de ajustes estructurales en la política hidrocarburífera que deberán estar plasmados en una nueva ley sectorial, lo que viene siendo sugerido por diferentes investigadores, analistas e instituciones desde hace 14 años, cuando se promulgó la nueva Constitución Política del Estado.

Evidentemente, el contexto mundial, regional y nacional han cambiado sustancialmente en los últimos 23 años por lo que la nueva Ley de Hidrocarburos debería desprenderse de una nueva política energética nacional que establezca los lineamientos frente a los desafíos que supone el cambio climático y la transición energética cada vez más urgente. Esto en el entendido de que el concepto de transición implicará un cambio gradual de largo plazo, no solo en la generación de energía, sino también en el modelo de desarrollo económico vigente en el país, así como en los patrones de consumo energético de la población.

Es importante resaltar que los efectos de una eventual nueva política hidrocarburífera se darán en el mediano y largo plazo, ello por las características propias del sector hidrocarburos; asimismo, una nueva ley sectorial debe ser ampliamente debatida con el conjunto de actores involucrados, tanto desde un punto de vista sectorial como de los beneficiarios de la renta hidrocarburífera. En este sentido, y con el propósito de contribuir al debate, se presentan ocho aspectos importantes que deberían ser considerados.

1

ENTORNO DE NEGOCIO

Ningún negocio puede ser realizado ignorando el entorno en el que se desarrolla. Por ello, aunque no es un aspecto que pueda estar explícitamente inserto en la política hidrocarburífera resulta fundamental que el país procure crear un buen entorno de negocios para atraer y viabilizar la inversión, tanto internacional como nacional.

Esto empieza por disminuir el riesgo país para la inversión, más aún luego de tres intentos de nacionalización, y pasa por una serie de ajustes económicos que permitan equilibrar nuevamente los principales indicadores macroeconómicos; pero, además, garantizar aspectos como la suficiencia de divisas, fundamentales para la inversión hidrocarburífera.

Un segundo elemento a considerar es la seguridad jurídica. El sector hidrocarburos ha venido siendo normado desde el año 2009, luego de la promulgación de la Constitución, por normas de menor jerarquía que una ley (decretos supremos, resoluciones ministeriales y resoluciones de directorio) que, por una parte, pueden ser modificadas muy fácilmente ante el cambio de una autoridad del Poder Ejecutivo y, por otra, responden a cambios coyunturales de corto plazo que pueden terminar afectando decisiones de mediano y largo plazo generando desorden y cambios en el desempeño del negocio. Esta situación debe terminar, es necesario que la nueva ley aglutine toda esta normativa dispersa; pero, además, debe ser promulgada junto con todos los reglamentos necesarios que aseguren su operatividad.

Un tercer elemento a ser analizado está referido a que el contexto regional y mundial ya no es el de finales de los años 90 del siglo pasado. En primera instancia, hay que considerar que el mundo actual se enfrenta al calentamiento global como resultado de la crisis ambiental, siendo la quema de combustibles fósiles una de sus principales causas por lo que existe el compromiso de promover una transición energética que, además, sea justa en la medida en que no se limite solamente al cambio de fuentes de generación, sino que signifique procesos de participación de los actores afectados, tanto por el abandono de los combustibles fósiles como por el desarrollo de proyectos renovables, así como el cambio en los patrones de consumo energético por parte de la población mundial. En segundo lugar, existen cambios regionales importantes que deben ser también considerados. Brasil, con una clara apuesta a convertirse en el principal productor de petróleo de la región mediante el desarrollo del Pre-sal; Argentina, que con el yacimiento de Vaca Muerta se viene posicionando como un actor clave en el mercado del gas del cono sur; Uruguay y Chile con avances importantes en el desarrollo de renovables no convencionales y, en el segundo caso, también con hidrógeno verde.



INSTITUCIONALIDAD

Los últimos 18 años han evidenciado la débil institucionalidad en el sector público boliviano, siendo particularmente evidente en el caso del sector hidrocarburos marcado por sucesivos escándalos en la empresa petrolera estatal YPF y en una permanente injerencia política en su gestión y dimensión empresarial.

En este escenario, resulta fundamental realizar una reingeniería completa a la institucionalidad sectorial, definiendo roles institucionales claros para cada una de las entidades públicas involucradas en el sector hidrocarburos, así como redefinir las implicancias del rótulo de recursos estratégicos que la Constitución le asigna a los hidrocarburos; por cuanto ello no debería significar que este sector sea la billetera del país y promover la dependencia de su explotación, sino más bien condicionar a que los ingresos que obtiene el Estado sirvan exclusivamente para la diversificación de la economía, investigación en ciencia y tecnología y el ahorro de largo plazo.

Considerando los lineamientos y restricciones establecidas en la Constitución, las instituciones públicas para el sector hidrocarburos son: Ministerio de Energía e Hidrocarburos, Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Bolivianos (YPFB), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH). En este sentido, se propone que una nueva ley de hidrocarburos considere las siguientes funciones básicas para dichas instancias:



Ministerio de Hidrocarburos

- Formular, dirigir y evaluar la política hidrocarburífera nacional, definiendo para ello planes quinquenales de desarrollo del sector hidrocarburos en coordinación con las entidades bajo su dependencia y los gobiernos subnacionales, que además deberán ser obligatoriamente evaluados a su culminación a fin de presentar sus resultados y desafíos pendientes para el siguiente quinquenio.
- Establecer la política de precios, tanto para el mercado interno como para el externo.
- Suscribir acuerdos de cooperación hidrocarburífera con otros países, en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto.
- Supervisar, controlar y fiscalizar la gestión, y el cumplimiento de competencias y atribuciones de las instituciones del sector que estén bajo su cargo.
- Establecer políticas que garanticen el abastecimiento de gas natural y combustibles líquidos para el consumo interno.
- Coordinar con los gobiernos autonómicos departamentales, municipales y autonomías indígena originaria campesina el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas que atañen al ordenamiento territorial, en el marco de las competencias concurrentes y compartidas.
- Establecer sanciones pecuniarias y administrativas a entidades y empresas del sector bajo su tuición frente al incumplimiento de disposiciones legales establecidas en la normativa vigente.

- Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de áreas para la exploración y explotación, y divulgarlas de acuerdo con las buenas prácticas internacionales.
- Publicar mensualmente en su página web las leyes, decretos supremos, resoluciones ministeriales, resoluciones de directorio, reglamentos y cualquier otra normativa sectorial *in extenso*.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, es el brazo operativo del sector hidrocarburos, constituyéndose como una empresa pública nacional, autárquica, con carácter operativo, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica.
- La estructura, funciones y conformación del directorio se establecerá en sus estatutos, los mismos que serán aprobados conforme a las normas vigentes.
- El presidente ejecutivo es la máxima autoridad de YPFB y es quien preside el directorio.
- Formular su plan estratégico institucional cada cinco años, presentarlo al Ministerio de Energía e Hidrocarburos y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para su aprobación.
- Planificar, ejecutar y controlar las actividades operativas de la cadena productiva, tanto en el país como en el exterior.
- Remitir a la ANH los planes de desarrollo para cada uno de los campos en los que opere directamente o mediante empresas con las que hubiese suscrito contratos de servicios petroleros para exploración y explotación de hidrocarburos.
- Remitir anualmente a la ANH los programas de trabajo y presupuesto para cada uno de los campos que se encuentre en operación en el país, así como reportes trimestrales sobre su cumplimiento.
- YPFB planificará, ejecutará y controlará las actividades operativas de la cadena productiva, en todo el territorio nacional y el exterior del país donde tenga participación.

Un aspecto fundamental que debe ser considerado en una nueva ley de hidrocarburos es la separación entre los roles de operación y de fiscalización, por lo que una disposición final de esta nueva norma debe establecer el traspaso de la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización dependiente de YPFB a la ANH.

Agencia Nacional de Hidrocarburos

- La Agencia Nacional de Hidrocarburos, mediante licitación pública internacional, deberá contratar empresas especializadas en la certificación de reservas hidrocarburíferas para que estas realicen la certificación nacional de reservas al 1ro de enero de cada año y publicar en su página web, hasta el 31 de marzo de cada año, el informe completo que resultare de esa actividad.

- Realizar la licitación internacional de áreas para exploración y explotación de hidrocarburos que hubiesen sido reservadas a favor de YPF, o que hubieran sido devueltas por esta.
- Fiscalizar las actividades de exploración y explotación, previniendo daños a los yacimientos y maximizando la producción.
- Evaluar los resultados de la actividad exploratoria realizada por YPF o las empresas con las que esta hubiese suscrito contratos de prestación de servicios y, en caso de ser positivos, emitir la declaratoria de comercialidad conforme al reglamento específico aprobado.
- Realizar la fiscalización, seguimiento y control a la implementación de los planes de desarrollo y programas de trabajo y presupuesto para cada uno de los campos en producción.
- Fiscalizar la producción de hidrocarburos en calidad y volumen para efectos impositivos, regalías y participaciones.
- Asumir la administración del Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH) y del Centro de Nacional de Medición y Control de Hidrocarburos (CNMCH).
- Aprobar y controlar precios, tarifas y comisiones para las actividades de refinación, transporte, almacenaje y comercialización de hidrocarburos.
- Aplicar sanciones sobre la empresas públicas o privadas (incluida YPF) que incumpliesen la normativa legal vigente.

Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos

- Desarrollar las actividades relativas a la industrialización del gas natural e hidrocarburos líquidos.
- Elaborar proyectos de industrialización de los hidrocarburos considerando la materia prima, la ingeniería básica y el encadenamiento hacia delante a partir de la obtención de productos intermedios y finales.
- Administrar y operar, por sí misma o en asociación, las diferentes plantas de industrialización de hidrocarburos.
- Implementar un centro de desarrollo e investigación con la finalidad de desarrollar nuevas tecnologías en diferentes áreas, con personal técnico prioritariamente del departamento donde se ubiquen los proyectos de industrialización.



TRANSPARENCIA Y ACCESO A INFORMACIÓN

La transparencia y acceso a información pública debe ser un pilar fundamental de una nueva Ley de Hidrocarburos y debe formar parte de un capítulo específico en el cuerpo legal considerando tres ejes principales: 1) Incrementar y reforzar la transparencia de la gestión de los hidrocarburos; 2) Reconocer, garantizar y facilitar el acceso a la información para el pueblo boliviano y 3) Establecer la obligatoriedad en

la aplicación de estos preceptos por parte de las instituciones del sector (MH, ANH, YPFB sus filiales y subsidiarias, y EBIH) así como las consecuencias en caso de incumplimiento.

En ese capítulo se debe incluir de manera específica la siguiente información mínima que debe ser publicada por las diferentes instituciones:

- 1) Leyes, decretos supremos, resoluciones ministeriales, resoluciones de directorio, reglamentos y cualquier otra normativa sectorial *in extenso*.
- 2) Planes estratégicos y operativos junto a presupuestos y su ejecución.
- 3) Estudios de factibilidad de todo proyecto a ser implementados en toda la cadena de hidrocarburos.
- 4) Importación de hidrocarburos, detallando al menos proveedor, tipo de hidrocarburo, volumen y precio.
- 5) Estudios de impacto ambiental por proyecto.
- 6) Documentos que respalden la implementación de la consulta previa e informada por proyecto.
- 7) Contratos suscritos en todas las actividades hidrocarburíferas, sus anexos y detalles necesarios de dichos contratos que permitan a la sociedad realizar un seguimiento.
- 8) Reservas certificadas de hidrocarburos por tipo de hidrocarburo, campo y tipo de reserva (probada, probable o posible).
- 9) Producción de hidrocarburos por tipo de hidrocarburo.
- 10) Comercialización de hidrocarburos, detallando volúmenes comercializados por mercado, precios de venta, costos de transporte y de compresión.
- 11) Ingresos generados por la venta de hidrocarburos por tipo de hidrocarburo y mercado de destino.
- 12) Pago de patentes, regalías, participaciones e impuestos por contrato de exploración y explotación.
- 13) Uso de los ingresos percibidos por concepto de regalías, participaciones e impuestos por parte de cada uno de los beneficiarios.
- 14) Costos recuperables y costos recuperados por contrato de exploración y explotación.
- 15) Inversiones programadas y ejecutadas por contrato de exploración y explotación.
- 16) Índice B por contrato de exploración y explotación.
- 17) Participación del Titular y de YPFB en las ganancias a distribuir por contrato de exploración y explotación.

En un reglamento específico se puede ampliar la lista de información además de definir detalles como la forma de presentación, medios para hacerlo, desagregación, plazos, sanciones y otras particularidades que permitan coadyuvar a una mejor gobernanza del sector. La elaboración de este reglamento deberá contar necesariamente con la participación de instituciones de la sociedad civil.

4

CONDICIONES PREVIAS

La CPE establece (art. 300) como competencia exclusiva de los gobiernos departamentales la elaboración de planes de ordenamiento territorial en coordinación con el nivel central. Pero, en la práctica, el Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Hidrocarburos, amparado en que el sector hidrocarburos es de competencia privativa del nivel central (art. 298), viene reservando áreas hidrocarburíferas para exploración y explotación a favor de YPFB sin la más mínima coordinación con el nivel subnacional; así, muchas de estas áreas se encuentran sobrepuestas a parques naturales (caso Tariquía) y han generado intensos conflictos sociales.

En el marco de los artículos 6º y 15º del Convenio 169 de la OIT, la consulta previa se efectuará de buena fe, con principios de veracidad, transparencia, información y oportunidad. Deberá ser realizada por las autoridades competentes del Gobierno boliviano y con procedimientos apropiados y de acuerdo con las circunstancias y características de cada pueblo indígena, para determinar en qué medida serían afectados y con la finalidad de llegar a un acuerdo o lograr el consentimiento de las comunidades y los pueblos indígenas y originarios.

La consulta tiene carácter obligatorio y las decisiones resultantes del proceso de consulta deben ser respetadas. En todos los casos, la consulta se realizará obligatoriamente en dos momentos.

- a) Previo a la determinación de cualquier área como reservada para la exploración y explotación hidrocarburífera, que permita definir si las poblaciones potencialmente afectadas desean o no actividad hidrocarburífera en la zona bajo una valoración socio-ambiental y con la participación del municipio y la gobernación del departamento.
- b) Previo a la aprobación de los estudios de evaluación de impacto ambiental requeridos según normativa.



Asimismo, la nueva norma debe dejar en claro los criterios para la selección de empresas con las que el Estado boliviano suscribe contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Conforme establece el artículo 362 de la Constitución Política del Estado, es YPFB quien suscribe los contratos en representación del Estado bajo el régimen de prestación de servicios por lo que:

- Una vez tomada la decisión de extraer hidrocarburos, a partir del cumplimiento del inciso a) sobre la consulta previa, el Poder Ejecutivo podrá reservar áreas de exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YPFB.
- YPFB podrá realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en las áreas que le hubiesen sido reservadas por el Poder Ejecutivo, por sí misma o mediante la suscripción de contratos de prestación de servicios con otras empresas petroleras nacionales o internacionales, seleccionadas de acuerdo con los criterios establecidos por la presente ley.
- YPFB podrá suscribir contratos de exploración y explotación de hidrocarburos con empresas petroleras nacionales o internacionales; en cualquier caso, estas deberán ser seleccionadas mediante procesos de licitación pública internacional realizada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Para la selección de las empresas petroleras que se hayan presentado a la licitación pública internacional a fin de suscribir uno o más contratos de exploración y explotación de hidrocarburos con YPFB, se considerarán mínimamente los siguientes criterios:
 - a) Capacidad técnica:
 - Conocimiento probado de la geología nacional.
 - Demostrar experiencia de al menos 20 años en el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
 - Dominio comprobado de técnicas y procedimientos de la industria petrolera mundial.
 - b) Capacidad financiera y de gestión:
 - Demostrar prestigio internacional en una adecuada planificación y ejecución de operaciones.
 - Demostrar su capacidad financiera nacional e internacional.
 - Demostrar que cuenta con personal de prestigio internacional y nacional con probado conocimiento en el sector de hidrocarburos.
 - c) Capacidad ambiental y social:
 - Presentar y respaldar su currículum ambiental en la realización de actividades relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos.
 - Presentar un plan de manejo sostenible del área de contrato.
 - Generar empleo local y desarrollo económico.

5

CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

Con el objetivo de garantizar las reservas suficientes para asegurar el abastecimiento del mercado interno, así como del cumplimiento de los acuerdos institucionales que hubiera suscrito el país, se propone incorporar en la ley la obligación de reposición de reservas:

- Las empresas petroleras, así como YPF, estarán obligadas a reponer, mediante actividades de exploración y desarrollo, las reservas hidrocarburíferas que hubiesen sido consumidas.

Asimismo, la nueva Ley de Hidrocarburos debe establecer las siguientes características para los contratos de servicios para la exploración y explotación:

- Selección de empresas contratistas.
- Plazo de los contratos.
- Proceso de autorización y aprobación de contratos.
- Modificación de contratos.
- Contenido mínimo para los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Normas técnicas.
- Infracciones y sanciones ante incumplimiento de contratos.
- Solución de controversias.
- Cesión, transferencia o subrogación de contrato.
- Apoyo al desarrollo de contenido local (contratación de personal, compra de bienes y servicios producidos localmente, capacitación y otros).

La crítica situación del sector hidrocarburos, considerando los hechos más significativos ocurridos en las últimas dos décadas en Bolivia presentados en la primera sección de este documento, hace razonable considerar la incorporación de cláusulas de equilibrio en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Este tipo de cláusulas ofrecen a las compañías petroleras un equilibrio económico; es decir que, si algún aspecto jurídico es modificado y tiene un impacto negativo en la compañía petrolera, la cláusula establece que otro cambio será realizado, ya sea por la empresa petrolera nacional o Ministerio de Hidrocarburos del país en cuestión, para que la empresa petrolera pueda volver al equilibrio económico inicial (a donde estaban antes del cambio).

El desarrollo del sector hidrocarburos, al igual que cualquier otro, no solo debe ser limitado al pago de regalías o impuestos; sino que, adicionalmente, puede contribuir al desarrollo de las economías locales mediante la contratación de bienes o servicios, lo que se denomina contenido local.

Se propone que la nueva Ley de Hidrocarburos incorpore, en los contenidos mínimos de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, la obligación de promover el contenido local mediante procesos de contratación de bienes producidos localmente, servicios y personal que vayan primero de lo local, buscando promover los emprendimientos y el esfuerzo de la población donde se ubica el proyecto hidrocarburífero, siempre que cumpla con estándares de calidad requeridos para que, en caso de declararse desierto el proceso la contratación, pueda escalar a nivel nacional o incluso internacional.



MERCADOS

La nueva Ley de Hidrocarburos debe establecer una nueva política de precios. Si bien en el caso de las exportaciones los mismos son definidos mediante los contratos negociados entre el país como proveedor y el comprador, en el caso del mercado interno se requiere definir criterios mínimos para eliminar las distorsiones que se han creado en los últimos 20 años.

Para el mercado interno, la ANH regulará los precios de hidrocarburos, tanto para las actividades industriales (que deberán reconocer su costo de oportunidad internacional, si la hubiera), así como para el consumo interno de combustibles, refocalizando la subvención a los hidrocarburos estableciendo bandas de precios diferenciados que consideren elementos como el año de importación del vehículo, modelo, marca, cilindrada y actividad económica. En este punto, una premisa básica debe ser que para la población vulnerable que utiliza estos combustibles como insumo para su actividad de transporte público en taxis, minibuses, micros o camiones minoristas se pueda mantener el actual precio subvencionado por un tiempo más, y para el resto de la población introducir precios diferenciados de acuerdo con las características descritas, octanaje del combustible y otros criterios que se encuentran registrados en el sistema B-SISA y que pueden permitir distinguir el tipo de consumidor y asignar un precio en función de ello.

El cambio en la política de precios para el mercado interno es una condición previa para avanzar en el desarrollo de mercados. En ese marco, la modernización y ampliación de la infraestructura de transporte, tanto para gas natural como para líquidos, resulta necesaria y debe ser considerada en la nueva Ley de Hidrocarburos, debido a que varios de los ductos del país tienen más de 50 años de antigüedad, ya en la gestión 2018 existieron restricciones de demanda de gas natural a

industrias ubicadas en la ciudad de Sucre (capital de Bolivia). Por otra parte, no ha existido en estos 20 años una expansión en los ductos internos que permitan llegar con gas natural al altiplano potosino (caracterizado por la actividad minera) o al norte del país, donde hasta ahora este energético es transportado por cisternas en estado líquido. Es importante considerar que, así como el mercado resulta fundamental al momento de atraer inversiones de riesgo en la exploración de hidrocarburos, la construcción de sistemas de transporte resulta de gran importancia para poder llegar a los mismos.

Durante los últimos 23 años, Bolivia se limitó a la exportación de gas natural a los mercados de Brasil y Argentina, sin considerar que el sector hidrocarburos debe ser gestionado de forma integral, es decir, gestionando simultáneamente todas las actividades de la cadena de valor, siendo una de estas la comercialización que necesariamente implica la gestión de mercados. Bolivia debe buscar nuevos mercados y gestionar su participación en los existentes, esto implica que la nueva Ley de Hidrocarburos debe generar las condiciones para que el país pueda llegar tanto a nuevos mercados, como Chile, Uruguay o Paraguay; así como el desarrollo de proyectos que anteriormente fueron desechados por sesgos políticos, como el exportar Gas Natural Líquido (GNL) desde un puerto en el pacífico; y también fortalecer su presencia en los actuales mercados.



RÉGIMEN FISCAL

El régimen fiscal es uno de los aspectos fundamentales de la Ley de Hidrocarburos considerando que es un reflejo de la orientación de la política hidrocarburífera de un país.

YPFB, en su calidad de brazo operativo del Estado en el ejercicio de la propiedad de toda la producción de hidrocarburos, está sujeta al pago de las siguientes regalías y participaciones sobre la producción fiscalizada, pagaderas de manera mensual de acuerdo con el siguiente detalle.

- Regalía departamental equivalente a 11 por ciento (11%) de la producción departamental fiscalizada de hidrocarburos en beneficio del departamento donde se origina la producción.
- Participación de dos por ciento (2%) de la producción nacional fiscalizada a favor de los departamentos no productores de hidrocarburos.
- Una participación máxima del cinco por ciento (5%) de la producción nacional fiscalizada en favor del Tesoro General de la Nación (TGN).
- Impuesto Directo a los Hidrocarburos, con una alícuota escalonada hasta un máximo de 32%, en función de la etapa de producción, el tipo de campo, tipo de hidrocarburo y precio de comercialización. Este aspecto será normado mediante reglamento específico.

Con relación a los precios a los cuales se valoran las regalías e impuestos aplicables al sector hidrocarburos, la ANH debe establecer, para el mercado interno, los precios máximos de gas natural según reglamento; sin embargo, un tema muy sensible es la determinación del precio del mercado interno del gas para la industrialización, debido a que en la actualidad tiene como límite el 50% del precio de exportación, aspecto que para las regiones productoras constituye un alto costo de oportunidad frente a los ingresos por la exportación de su producción.

En tal sentido, la nueva Ley de Hidrocarburos debe establecer que el precio de comercialización del gas natural para proyectos de industrialización será regulado por la ANH con base en los precios vigentes en el mercado.



USO DE LA RENTA

A partir de la experiencia nacional con la explotación del oro, plata, estaño y más recientemente de gas natural, cuyos ingresos no fueron utilizados para transformar de manera sostenible la realidad económica y social del país por parte de sus beneficiarios; la nueva Ley de Hidrocarburos deberá establecer lineamientos básicos sobre el uso de la renta hidrocarburiífera en el marco del régimen autonómico vigente, promoviendo fondos de desarrollo productivo y fondos de ahorro y estabilización en el ámbito subnacional, con el objetivo de disminuir la dependencia fiscal y económica de la explotación de hidrocarburos, así como aminorar los efectos de las variaciones en los ingresos fiscales debido a cambios en los precios de comercialización o producción de hidrocarburos.



PROPUESTAS DE POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA



5. CONCLUSIONES

El sector hidrocarburos, al igual que el de minería, se caracteriza por ser de largo plazo; es decir que los indicadores de exploración, producción, comercialización y renta hidrocarburífera presentados en este documento son el resultado de la política hidrocarburífera implementada en el país desde el 17 de mayo de 2005, con la Ley de Hidrocarburos N° 3058, y profundizada con el Decreto Supremo N° 28701 “Héroes del Chaco” del 1 de mayo de 2006. Sin embargo, ambas medidas también son el resultado de una narrativa política y social que fue construida por diferentes actores políticos y sociales desde inicios del siglo XXI, que se vieron plasmadas en el Referéndum Nacional por el Gas del año 2004 que derivó en estas políticas de Estado.

Bolivia tiene una doble dependencia a la explotación de hidrocarburos, esta es fiscal (regalías, participaciones e IDH) y energética (combustibles fósiles, generación eléctrica) por lo que, en la perspectiva de una transición energética justa que seguramente tomará varias décadas, es necesario para el país contar con una nueva política energética de la que se desprendan nuevas políticas eléctrica e hidrocarburífera.

La política hidrocarburífera en Bolivia, si bien ha sido útil para capturar renta a favor de los diferentes niveles del Estado, no ha promovido la inversión en exploración que requiere capital de riesgo. Aprovechando el superciclo de precios internacionales de materias primas hubo un incremento abrupto de la producción de hidrocarburos a partir de la explotación acelerada de reservas (particularmente entre el periodo 2010 a 2014) que ya habían sido descubiertas a fines del siglo XX, pero cayendo posteriormente, desde el año 2015, cuando acabó ese ciclo extraordinario. El Gobierno de ese periodo no garantizó la sostenibilidad a largo plazo y el país se vio obligado a renegociar los contratos de exportación de gas natural por menores volúmenes, con el consecuente impacto en los ingresos de divisas y en la caída de la renta hidrocarburífera.

El año 2022, por primera vez en este siglo, Bolivia pasó de ser un exportador neto a un importador neto de hidrocarburos, esto como efecto de recibir menores ingresos por la exportación de hidrocarburos y el incremento en las importaciones de combustibles

resultado de la caída en la producción de hidrocarburos líquidos, el crecimiento del parque automotor y la vigencia de una política ciega de subvención a los combustibles.

Durante los últimos 10 años, el Gobierno nacional ha intentado planes de reactivación del *upstream*, participación en rondas internacionales o flexibilizar la normativa ambiental como mecanismos para atraer inversión nacional o extranjera con capital de riesgo para actividades de exploración. Estos intentos no han atacado el problema estructural y de fondo que es la política hidrocarburífera vigente desde el 2005, construida a partir de un ideario colectivo que privilegia la captura de rentas, el monopolio estatal en la gestión del sector y omite el hecho de que los recursos naturales no renovables son finitos.

En este sentido, resulta fundamental y urgente trabajar en una hoja de ruta para la elaboración de una nueva política energética, de la cual se desprenda una nueva política hidrocarburífera plasmada en una ley sectorial renovada que considere el actual contexto nacional, regional y mundial marcado por la crisis ambiental y la transición energética como posible respuesta de largo plazo. Es igualmente importante que esta hoja de ruta sea construida de forma participativa e incluyendo a todos los actores involucrados a fin de garantizar su implementación en el corto, mediano y largo plazo; incorporando propuestas como las presentadas en el presente documento y otras que puedan surgir de instancias de la sociedad civil, la academia, empresas y actores políticos.



Director Ejecutivo:
Juan Carlos Núñez V.

Coord. Área de Investigación:
Waldo Gómez R.

Elaboración:
Raúl Velásquez G.

Edición:
Jorge Jiménez Jemio

Dirección:
Calle Quintín Barrios N° 768 Sopocachi,
La Paz - Bolivia

Telf: (591-2) 2125177 – 2154641

Correo electrónico:
fundajub@jubileobolivia.org.bo

2023

Con apoyo de:



www.jubileobolivia.org.bo



@JubileoBolivia



Fundación Jubileo



@fundacionjubileo



Fundación Jubileo



591 72025776

