

REPORTE ANUAL DE INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

Andrés W. Calla C.
Carlos Arze Vargas
Julio H. Linares Calderón
Silvia Molina Carpio

Los cuatro estudios que integran la presente entrega de Reporte de Industrias Extractivas N° 5 , efectuados entre fines del año pasado y lo que va de 2018, se refieren a la “nacionalización” de los hidrocarburos y los resultados de la bonanza de ingresos a que dio lugar hasta hace poco.

También a la compleja perspectiva de exportación de hidrocarburos a Brasil y al comportamiento de la renta petrolera en el periodo 2010-2017 además de una significativa retrospectiva a los intentos de desarrollar energía nuclear en el país y la hermética actitud de sus proyecciones.

Son sin duda temas que tienen que ver con ingresos económicos a futuro, incluida la eventual exportación de energía producida en actividad nuclear, y con la preservación de los niveles de inversiones para conservar o acrecentar tasas de crecimiento, a partir de las cuales se despliega una importante incidencia social y política.

**REPORTE ANUAL
DE INDUSTRIAS
EXTRACTIVAS**

REPORTE ANUAL DE INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

Andrés W. Calla C.
Carlos Arze Vargas
Julio H. Linares Calderón
Silvia Molina Carpio

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA)
/ Plataforma Energética.

Reporte Anual de Industrias Extractivas / Andrés W. Calla C.,
Carlos Arze Vargas, Julio H. Linares Calderón, Silvia Molina
Carpio / CEDLA 2018.

Serie: Reporte industrias extractivas
Noviembre de 2018 / La Paz, Bolivia.

CEDLA (Ed.) 2018; viii, 105 p.

I. t.

II. s.

DESCRIPTORES TEMÁTICOS:

<HIDROCARBUROS> <GAS> <GAS NATURAL> <NACIONALIZACIÓN> <POLÍTICA
HIDROCARBURÍFERA> <INDUSTRIA EXTRACTIVA> <INDUSTRIALIZACIÓN> <PRODUCCIÓN>
<IMPORTACIÓN> <EXPORTACIÓN> <ECONOMÍA RENTISTA> <TRANSNACIONALES
PETROLERAS> <EMPRESAS ESTATALES> <YPFB> <ENERGÍA> <ENERGÍA NUCLEAR>
<PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA> <POLÍTICA ENERGÉTICA>

DESCRIPTORES GEOGRÁFICOS:

<BOLIVIA> <BRASIL> <URBANO> <RURAL>

Depósito legal: 4-1-3118-18

ISBN: 987-99974-310-1-1

Director Ejecutivo: Javier Gómez Aguilar
Coordinación de Investigación: Unidad de Políticas Públicas (CEDLA)
Producción Editorial: Unidad de Comunicación y Gestión de Información (CEDLA)
Fotografías: Hidrocarburos.gob.bo, América Economía, Área Económica,
Energy Press, Sputnik, El Boliviano.
Diagramación: Jorge Olmos Durán
Impresión: Impresiones Master S.R.L.
Editorial CEDLA Achumani, Calle 11 N° 100
Entre Avenida García Lanza y Avenida Alexander
Telfs. 2794740 – 2799848
E-mail: info@cedla.org
URL: www.cedla.org
E-mail: info@plataformaenergetica.org
URL: www.plataformaenergetica.org
La Paz – Bolivia

Esta publicación fue elaborada por el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) y cuenta con el valioso apoyo de la Embajada de Suecia, en el marco del Programa: "CEDLA, Enhanced Knowledge for Action: MPDA and the Sustainable Use of Natural resources".

Las opiniones y orientación presentadas son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente son compartidas por las instituciones y/o agencias que han apoyado este trabajo.

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor.

ÍNDICE

Presentación	vii
LA NACIONALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS: 12 AÑOS DE DEFICIENCIAS Y CONTRADICCIONES	1
<i>Andrés W. Calla C.</i>	
¿Se implementó algo nuevo realmente?	
El recorrido hacia la actual “nacionalización”.....	5
Costos Recuperables ¿En qué medida se benefician las transnacionales?.....	6
Ineficiencia de YPF y falta de transparencia.....	9
Bonanza económica y precios altos de las materias primas	12
A modo de conclusión.....	13
Bibliografía.....	15
EL DESARROLLO DEL MERCADO DEL GAS Y LAS PERSPECTIVAS DE LA EXPORTACIÓN BOLIVIANA AL BRASIL	19
<i>Carlos Arze Vargas</i>	
Introducción.....	21
Contexto internacional.....	21
La situación en el Brasil.....	33
Las perspectivas de la exportación del gas boliviano al Brasil.....	40
Bibliografía.....	50

COMPORTAMIENTO DE LA RENTA HIDROCARBURÍFERA EN BOLIVIA 2010 - 2017 EL FIN DE LA BONANZA	53
<i>Julio Héctor Linares Calderón</i>	
Introducción.....	55
Normativa de la explotación de recursos naturales.....	56
Normativa relacionada a la explotación de hidrocarburos.....	57
La renta extractiva en la estructura tributaria.....	59
METODOLOGÍA DE LA OBTENCIÓN Y TABULACIÓN DE DATOS	64
Los ingresos estatales por renta extractiva.....	65
DESTINO DE LOS INGRESOS GENERADOS POR ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS	70
Consideraciones finales.....	76
Bibliografía.....	78
EL PROGRAMA NUCLEAR BOLIVIANO: ENTRE INCERTIDUMBRES Y PREOCUPACIONES	79
<i>Silvia Molina Carpio</i>	
Introducción.....	81
La tecnología nuclear en el Mundo.....	82
Tecnología nuclear en Bolivia.....	91
A modo de conclusiones.....	101
Bibliografía.....	103

PRESENTACIÓN

Los cuatro estudios que integran la presente entrega de *Reporte de Industrias Extractivas N° 5*, efectuados entre fines del año pasado y lo que va de 2018, se refieren a la “nacionalización” de los hidrocarburos y los resultados de la bonanza de ingresos a que dio lugar hasta hace poco.

También a la compleja perspectiva de exportación de hidrocarburos a Brasil y al comportamiento de la renta petrolera en el periodo 2010-2017 además de una significativa retrospectiva a los intentos de desarrollar energía nuclear en el país y la hermética actitud de sus proyecciones.

Son sin duda temas que tienen que ver con ingresos económicos a futuro, incluida la eventual exportación de energía producida en actividad nuclear, y con la preservación de los niveles de inversiones para conservar o acrecentar tasas de crecimiento, a partir de las cuales se despliega una importante incidencia social y política.

Para empezar, el investigador Andrés W. Calla C. concentra su análisis en 12 años de deficiencias y contradicciones oficiales al frente la gestión hidrocarburífera desde 2006, que tiene entre sus características el pago de los cuestionados costos recuperables a costa de todos los bolivianos; y la medida en que benefician a las transnacionales, más aun si, como sustenta Calla, siguen explotando y beneficiándose cómodamente de nuestros recursos, incurriendo en irregularidades y falta de transparencia propias de los periodos neoliberales.

Carente de una verdadera nacionalización, pero con procesos “nacionalizadores” marcados por la opacidad e incluso cargados de indicios de corrupción, la gestión se muestra en general deficiente y los contratos con las empresas transnacionales son desfavorables al interés nacional, por lo que es imperativo transparentar la información, siendo éste el primer paso para recuperar el control sobre estos valiosos recursos.

En “El desarrollo del mercado del gas y las perspectivas de la exportación boliviana al Brasil”, Carlos Arze Vargas, precisa cómo las condiciones —respecto de hace casi dos décadas en que comenzó a ejecutarse el convenio de exportación— son muy distintas no sólo por el contexto nacional en los dos países, sino por las tendencias en el mercado internacional del gas y, en general, en el de la energía.

La conclusión de que las perspectivas de renovar un contrato de exportación que preserve algunas de las condiciones ventajosas del que concluye en 2019 son escasas, casi nulas, tiene que ver asimismo con la orientación de la política económica (iniciada en la época neoliberal y continuada durante la actual administración) que, dominada por el objetivo de obtención de rentas naturales, lo que alienta la

monetización acelerada de las reservas, ha afectado el volumen de éstas, necesarias para garantizar contratos de exportación de largo plazo.

Así, hasta donde puede preverse, el futuro es el de volúmenes menores por parte de varios agentes, contratos flexibles (no de largo plazo y con nominaciones distintas y estacionales; precios diferentes entre los distintos contratos, en todo caso menores a los del pasado con Petrobras y levemente mayores con otros agentes cuya demanda no es en firme. Adicionalmente, la sustitución del carácter estatal monopólico del negocio en manos de YPF, si se concreta la sociedad con la rusa Acron lo que completa un panorama es muchos sentidos, adverso.

Para “el fin de la prosperidad”, abordado por Julio Linares, una sola frase invita a introducirse en el análisis planteado:

“La bonanza perdida, la cual llegó a su techo más alto en las gestiones 2013 y 2014, para luego bajar de manera significativa, debería servir para reconducir la manera de ejecutar los recursos por explotación de recursos naturales, pues al ser tan volátiles y no recurrentes, deberían transitar por espacios de deliberación y planificación”, aparte de reconducir el Pacto Fiscal

Por último, “El programa nuclear boliviano: entre incertidumbres y preocupaciones” un trabajo de Silvia Molina Carpio, desde su resultado inicial advierte que —en torno a una actividad de altísimo riesgo— no se conoce su alcance precisamente por los términos de “confidencialidad” en los que se desarrolla.

Dos contratos, con el complejo ruso ROSATOM y la argentina INVAP —ambos por casi 480 millones de dólares— generan incertidumbre sobre objetivos, magnitud y resultados finales, pero también integran un conjunto de interrogantes y dudas sobre la planificación nacional en términos de equipamiento e investigación para el uso de tecnología nuclear con fines médicos.

Entre otras grandes incertidumbres, el “Plan de Investigación y Uso del Reactor Nuclear” no ha sido discutido con universidades y centros de investigación; y en general no se sabe de la capacidad y nivel de decisión autónoma del país sobre los diseños de ingeniería y construcción, la tecnología y procedencia de los equipos, la magnitud de cada uno, forma de operación, factibilidad de inversión económica y uso potencial, seguridad en la instalación y posterior operación.

Como CEDLA y Plataforma Energética, aportamos nuevos elementos para alimentar el debate sobre el futuro de nuestros recursos naturales, la política más adecuada y su mejor gestión.

Javier Gómez Aguilar
Director Ejecutivo
CEDLA



LA NACIONALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS: 12 AÑOS DE DEFICIENCIAS Y CONTRADICCIONES

Andrés W. Calla C.



De acuerdo al actual gobierno, una de las políticas más importantes de su gestión fue la llamada *nacionalización de los hidrocarburos*, a través de la cual se pretendía recuperar la propiedad del gas y petróleo a favor de los bolivianos, generando grandes ingresos y crecimiento económico. Sin embargo, ciertos aspectos importantes de esta medida se contradicen con lo que se entiende por un proceso de nacionalización. Adicionalmente, las líneas fundamentales de dicho proceso fueron implementadas en años anteriores al gobierno del Movimiento al Socialismo (MAS). En esa perspectiva, ¿a qué se llama *nacionalización* ahora?

El gobierno se jacta del crecimiento económico derivado de la supuesta nacionalización, sin tener en cuenta las muchas falencias que ésta ha tenido a lo largo de su implementación. ¿Cuáles son estas falencias? ¿Hasta qué punto el crecimiento económico que se dio en el país se debe a un acierto político-económico, o más bien a una coyuntura económica mundial favorable? ¿Cómo ha sido afectado y perjudicado el país durante los 12 años que han transcurrido desde la nacionalización?

Apelando a la memoria del país, es imprescindible referirse a la nacionalización del MAS haciendo una comparación con los dos procesos previos de nacionalización de los hidrocarburos que tuvieron lugar en nuestro territorio. El primero fue llevado a cabo durante el gobierno de David Toro en 1937, y el segundo durante el gobierno de Alfredo Ovando en 1969. En ambos casos se dio una confiscación completa por parte del Estado de los bienes ubicados en los campos de explotación que estaban en manos de empresas transnacionales. De esta manera, fueron expulsadas definitivamente la Standard Oil en el primer caso, y la Gulf Oil en el segundo, con una toma completa de sus instalaciones y operaciones. (J.A. Quiroga, entrevista, 15 de julio de 2017)

En contraste, la “nacionalización” de Evo Morales (mediante el decreto supremo 28701 “Héroes del Chaco” del 1 de mayo del 2006)¹, pese a una gran puesta en escena —con un buen número de tropas para tomar los campos petroleros— e incluso un mayor despliegue de recursos propagandísticos, no es propiamente una nacionalización porque, a diferencia de los dos casos anteriores, las empresas no

¹ Todas las leyes, artículos y decretos supremos a los que se hace referencia en este artículo fueron publicados en la Gaceta Oficial de Bolivia.

fueron expulsadas. Es entonces una simple renegociación de contratos² con las empresas transnacionales en aplicación de la Ley 3058 —ley del 19 de mayo del 2005 en actual vigencia. Esta ley fue aprobada antes del ascenso de Evo Morales al poder para dar cumplimiento a uno de los mandatos resultantes del referéndum sobre hidrocarburos convocado por Carlos Mesa durante su periodo presidencial (2003-2005), siendo una conquista del debate y las luchas sociales de diversos sectores de la sociedad boliviana. Este logro, sin embargo, fue atribuido con fines políticos a la nacionalización del 2006. Entonces, en lugar de expulsar a las empresas privadas, la “nacionalización” permitió que éstas siguieran explotando los hidrocarburos, pero con una repartición distinta de los ingresos por su venta —como mandato específico de la Ley 3058. Esta ley estipula, como se verá en mayor profundidad más adelante, que el 50% de los ingresos totales a ser percibidos por la venta de hidrocarburos corresponde a impuestos y regalías, existiendo también utilidades³ para Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) una vez descontados los impuestos, costos recuperables y utilidades de las empresas titulares.

En cuanto a las nacionalizaciones de Ovando y Toro, el sentido de la toma completa de las empresas transnacionales privadas consistía también en transparentar cómo éstas procedieron, engañaron y perjudicaron al país, lo que implicaba una profunda revisión y divulgación de sus documentos, procesos y actividades. En el caso de la nacionalización del MAS, se procedió, en ese sentido, a realizar auditorías a las empresas privadas hidrocarburíferas que trabajaron en el país. No obstante, hasta hoy el gobierno decidió no dar a conocer los resultados de estas auditorías; y, peor aún, éstas no fueron consideradas para la renovación de contratos. Esto quiere decir que no se contó con la información necesaria para emprender adecuadamente las renegociaciones con las empresas.

Para hacer una comparación, el caso de la nacionalización de Entel (en el gobierno del MAS) fue distinto. El estado hizo un estudio previo, a través de las auditorías correspondientes, sobre las implicaciones de tomar posesión estatal de esa empresa, proceso al que se dio curso mediante el Decreto Supremo 29544 del 1 de mayo de 2008. Temerosos de ser tomados presos, los directivos de la empresa huyeron del país cuando salió a la luz que ésta había cometido irregularidades, falseando información para beneficio propio y, posiblemente, incurriendo en corrupción (CEDIB, 2012: 23, 24). Por lo tanto, la negociación del estado con esa empresa fue muy favorable para el país, ya que el monto que se acordó para la indemnización⁴ fue bajo. En este caso, el estado sí tomó el control total y transparentó las actividades previas de la actual Entel.

Como veremos más adelante, un aspecto importante y a la vez alarmante de esta “nacionalización” es el tema de los Costos Recuperables, que es el monto que

² Todos los Contratos de Operación en los que se basa este artículo, anexos incluidos, pueden ser descargados en la página web de YPFB.

³ Son los ingresos que generan las empresas por sus ventas o servicios una vez descontados los gastos.

⁴ Cuando las empresas privadas son expulsadas, el Estado las compensa mediante una indemnización.

paga el estado a las empresas privadas por sus gastos de operación e inversión en la explotación y exploración de recursos. Es decir, todos los gastos de las empresas transnacionales son repuestos por el Estado posteriormente (salvo en algunos casos específicos). Por otro lado, éstas reciben un monto importante por concepto de utilidades una vez pagados los impuestos.

Por estas razones, algunos expertos en el tema sostienen que lo que se ha hecho en realidad es una renegociación de contratos muy favorable para las empresas transnacionales. Los ingresos que éstas perciben son, sin embargo, justificables, ya que los Costos Recuperables consisten en la devolución de gastos efectivamente realizados. Asimismo, una empresa pretende siempre generar ganancias, lo que en este caso consiste en una cierta utilidad para la empresa. El problema radica en que los contratos que YPFB tiene con las empresas son por *operación* o por *servicios*, lo que quiere decir que se les paga por realizar un trabajo independientemente de los resultados o ganancias que se generen; además, según los contratos aplicados en nuestro país, generalmente sí se retribuye una utilidad a la empresa contratada. Por lo tanto, es incorrecto denominar a este tipo de contratos como de *operación* o *servicio* porque en realidad vienen a ser contratos de *asociación*, lo que permite cuestionar aún más el alcance del término *nacionalización*.

Otro aspecto importante de la nacionalización de 2006, bajo el decreto Héroes del Chaco, fue que se refundó y reestructuró YPFB para controlar toda la cadena de hidrocarburos. De esta manera, YPFB toma el control de todos los eslabones de la cadena productiva —explotación, refinación, transporte, almacenaje y comercialización— convirtiéndose además en el ente regulador de estas actividades. Esto quiere decir que YPFB funge como juez y parte, fiscalizando él mismo el manejo de los hidrocarburos. De acuerdo al artículo 365 (capítulo tercero) de la Nueva Constitución Política del Estado (NCPE), el ente regulador y fiscalizador de la actividad hidrocarburífera debe ser un ente autónomo y con dominio de sí mismo, como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la que, no obstante, se apega a la Ley 3058, promulgada antes de la Nueva Constitución —ésta limita las atribuciones de la ANH y le otorga la potestad de fiscalizar únicamente el *Downstream* (producción de derivados industriales) y no el *Upstream* (extracción de hidrocarburos), impidiendo así una adecuada fiscalización de YPFB.

¿Se implementó algo nuevo realmente?

El recorrido hacia la actual “nacionalización”

De acuerdo a este punto, corresponde evaluar en qué medida la nacionalización del 2006, a través del Decreto 28701 Héroes del Chaco, trajo consigo cambios significativos. Por lo tanto, para entender bajo qué condiciones se instaure el nuevo decreto, es necesaria una indagación de las leyes y decretos previos al periodo de gobierno del MAS.

La Ley de Hidrocarburos 3058 del 2005 se basa en el referéndum del año 2004, cuyos resultados dieron pie a: *i*) la abrogación de la ley hasta entonces vigente; *ii*) la recuperación para el Estado de la propiedad de los hidrocarburos en boca de

pozo; *iii*) la refundación de YPF y recuperación de las acciones de las empresas para los bolivianos (perdidas como producto de la capitalización); *iv*) el uso del gas como recurso estratégico para la salida soberana al mar; *v*) garantizar el consumo interno, industrialización e incremento de impuestos hasta por lo menos un 50% del valor de la producción. Sin embargo, este referéndum fue recibido con un fuerte rechazo por las organizaciones sociales y otras agrupaciones por dejar de lado el tema de la nacionalización (Arrarás, 2005). Se puede observar, por ejemplo, que tanto la Central Obrera Boliviana (COB) y la Central Obrera Regional de El Alto (COR), como la Coordinadora de Defensa del Agua y el Gas, cuestionaron las cinco preguntas del referéndum por no abordar el tema de la nacionalización de las empresas transnacionales que operaban en el país. Pese a todo, dicho referéndum fue llevado a cabo, y cada uno de los cinco resultados alcanzó los votos requeridos para ser aprobado (Tapia 2004: 59), sirviendo de mandato para la Ley de Hidrocarburos 3058.

A partir de este referéndum y después de varios meses de análisis y discusión sobre el tema de los impuestos, el jueves 3 de marzo de 2005 la Cámara de Diputados aprobó, por un voto de diferencia, una regalía petrolera del 18% y un impuesto del 32%. Es gracias a esta ley (Artículos 52 y 53) que se determina las regalías y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), ambos vigentes actualmente y con los mismos porcentajes.

Mientras esto sucedía en el congreso, el MAS junto a sectores campesinos y organizaciones sindicales y populares afines exigía —mediante bloqueos de caminos— la aprobación de una Ley de Hidrocarburos que elevara el porcentaje de las regalías hasta un 50%, ya que consideraba el porcentaje de 18% como “contrario al interés nacional” (La Razón, 8 de marzo de 2005). Sin embargo, un año después, durante el primer año de gobierno del MAS, fue esta misma ley la que sirvió de base para hacer la “nacionalización”, estando vigente hasta hoy en sus términos generales a pesar de haber sido considerada como antinacional por el MAS al momento de su aprobación.

En resumen, las transnacionales que operaban en el país antes de la nacionalización continuaban explotando y produciendo nuestros hidrocarburos, sólo que con un régimen fiscal distinto que, no obstante, estaba ya contenido en la Ley de Hidrocarburos 3058 del 2005. Lo que la “nacionalización” del 2006 incorporó como algo realmente novedoso en los contratos reformulados (pero no en todos) fue una participación muy variable de YPF en las utilidades, en función de, principalmente, los Costos Recuperables.

Costos Recuperables

¿En qué medida se benefician las transnacionales?

Para comenzar, es necesario identificar como se distribuye el 50% del ingreso de los hidrocarburos que queda después de pagar el IDH (32%) y las regalías (18%). Este 50% sirve para pagar los Costos Recuperables a las empresas titulares (empresas privadas). Estos costos (detallados en el Anexo D de los contratos) son todos los

gastos en los que incurre la empresa para realizar las actividades de exploración y explotación, los que se dividen en gastos de operación (OPEX) y en gastos de inversión o capital (CAPEX). En caso de existir un remanente (saldo), se lo distribuye como utilidad a la empresa titular y a YPFB. La participación en estas utilidades (detallada en el anexo F de los contratos) es variable y depende básicamente del tipo de contrato y la producción de cada empresa.

En todos los contratos (vigentes) los Costos Recuperables pueden representar hasta el 100% del remanente, con excepción de cuatro contratos: dos que estipulan un máximo del 80% (Colpi y Caranda e Ingre), y dos que estipulan un máximo del 60% (San Alberto y Sábalo), generándose en ambos casos un mayor margen de utilidades⁵.

El sistema de Costos Recuperables permite generalmente acelerar la circulación de capital, lo que potencia y estimula constantemente la producción de hidrocarburos, siendo además una circulación de capital segura y confiable. A esto se suma que es un sistema de inversión que se corrige continuamente (mensualmente), permitiendo en general una alta productividad del capital que se da tanto en el corto como largo plazo. Por lo tanto, es un modelo de inversión que idealmente estimula y dinamiza la producción de las empresas titulares y trae consigo beneficios para el país.

No obstante, el pago por Costos Recuperables aplicado por el gobierno no ha sido bien planteado y favorece de sobremanera a las empresas; adicionalmente, no es adecuadamente fiscalizado ni monitoreado. Todo esto implica que, por un lado, la empresa gasta para realizar sus actividades y el Estado le devuelve sus gastos, los cuales suelen ser muy elevados. Por otro lado, sea que se generen o no beneficios significativos, la empresa recupera en todos los casos la totalidad de sus costos —los que son calculados de manera anticipada— e incluso recibe parte de las utilidades.

En estas circunstancias las empresas no necesitan ser eficientes. Como ejemplo, hasta el 2014 la economía boliviana vivió un gran auge gracias al alza de los precios de hidrocarburos. Pero, a partir de ese año, la caída de las cotizaciones provocó el decaimiento de la bonanza económica, por lo que todas las empresas petroleras a nivel mundial bajaron sus costos en aproximadamente un 40% (Del Granado, 15 de septiembre de 2017); mientras que en Bolivia, tras una revisión del gobierno, se encontró que en el periodo 2014-2015 los Costos Recuperables bajaron en sólo un 0,8%, y durante el periodo 2015-2016, en un 6% (Del Granado, 6 de octubre 2017). De todo esto se concluye que si las empresas no recuperaran sus costos (si no hubiera alguien que se los devolviera), ellas mismas los bajarían, aún con mayor razón en un escenario de precios bajos.

Estos costos tienden a incrementarse anualmente. De acuerdo a información de la Fundación Jubileo (Fundación Jubileo, 2017: 7), los Costos Recuperables pasaron de 533 millones de dólares en 2008 a 1.006 millones de dólares en 2014, es decir, se duplicaron en ese lapso de tiempo. En contraste, en años posteriores los Costos Recuperables no aumentaron considerablemente, incluso se contrajeron, como en 2015 cuando ascendieron a 998 millones de dólares —8 millones de dólares menos que en 2014.

⁵ Esta información fue corroborada mediante acceso directo a dichos contratos.

Si observamos a cuánto ascendieron los Costos Recuperables en el tiempo que transcurrió desde la firma de los contratos, veremos que se trata de cifras gigantescas. A partir de información obtenida en la página web de YPF Chaco, se detalla que los Costos Recuperables entre 2005 y 2011 ascendieron a 3.927,9 millones de dólares, y las ganancias de las empresas titulares (empresas privadas) se situaron en los 2.397 millones de dólares” (YPFB-Chaco: s/f). El diario Página Siete informó en septiembre de 2017 que “entre 2013 y junio de 2016 los costos recuperables que reportaron las empresas petroleras alcanzaron los 3.250,4 millones de dólares” (Mamani, 6 de septiembre de 2017); estos aún deben conciliarse, sumando en total 7.177,9 millones solo en Costos Recuperables. Por otro lado, en este mismo medio, el analista Hugo del Granado sostuvo que en el último informe de la Gerencia Nacional de Administración de Contratos (GNAC), publicado en 2016, “se anota que los Costos Recuperables entre los años 2007 y junio de 2016 llegan a la suma de 6.786,6 millones de dólares”. Sin embargo, desde el año 2013 hasta junio de 2016 son Costos Recuperables reportados, no auditados (Mamani, 6 de septiembre de 2017). Vale la pena hacer notar que este elevadísimo monto —ya sea de 6.786 o 7.177 millones de dólares, lo que es difícil de precisar por la opacidad de la información presentada por YPFB— equivale, o se aproxima mucho, al monto de la deuda pública externa⁶ para el mismo año. Esto quiere decir que los Costos Recuperables ascienden a cifras comparables a las de los proyectos e inversiones más importantes del actual gobierno.

En algunos casos, la devolución de sus Costos Recuperables baja, aunque no significativamente; por ejemplo, cuando existe una reducción significativa de las ganancias o ingresos (principalmente por caídas en los precios internacionales). Lo que sucede es que algunas veces los ingresos generados por un campo de explotación son menores a los esperados, y, por consiguiente, existen menos recursos a ser distribuidos. A diferencia del Estado, que percibe de todas formas el 50% de los ingresos —sean estos mayores o menores a lo previsto— el monto de los Costos Recuperables es fijo (no porcentual con respecto a los ingresos) y calculado anticipadamente, lo que impide que en algunos casos pueda ser cubierto. Por ley, si el 50% restante después de pagar el IDH y regalías es inferior al monto por concepto de Costos Recuperables, el saldo es transferido a los costos del mes siguiente y así sucesivamente hasta saldar la deuda. Si al finalizar el contrato aún existen saldos, recién la empresa pierde parte de sus costos, ya que el contrato indica que se anula toda deuda o saldo (Velásquez, entrevista, Julio de 2017). Las empresas podrían, entonces, no recuperar todos sus costos al finalizar los contratos, aunque es una situación poco probable, y de darse, sería un porcentaje muy bajo en relación al total de Costos Recuperables de todo el contrato.

Ahora bien, existe un aspecto de estos costos que debe ser dilucidado. Aproximadamente el 61 % (en promedio) corresponde a costos CAPEX, es decir, costos

⁶ La deuda pública externa consiste en los montos de dinero que el estado se presta de otras naciones o entidades para invertir en proyectos.

de inversión o capital destinados a crear infraestructura. Estos costos se destinan a la construcción de básicamente cuatro activos: pozos petroleros, líneas de recolección, plantas de procesamiento y ductos. La amortización de estos costos por parte de YPFB se basa en la división del costo total de uno de estos activos fijos entre su tiempo de vida previamente calculado. Esto quiere decir que YPFB se compromete a reconocer el costo de inversión de la empresa y a realizar los pagos correspondientes durante ese tiempo. A propósito, en la cláusula 10 de los contratos se estipula que una vez terminado de pagar dicho activo (por ejemplo, un pozo petrolero), éste pasa a ser propiedad de YPFB; y, si bien se le asigna un cierto tiempo de vida (por decir, cinco años), en los hechos las partes reconocen que el tiempo de vida real es mayor (por ejemplo, 10 años). Este mecanismo, que funciona como una especie de compra, le ha permitido a YPFB adquirir ciertos activos que de otra forma no habría conseguido. Empero, debemos hacer notar que la empresa continuará utilizando estos activos hasta el final del contrato —por aproximadamente 30 años— aunque en papeles el activo ya pertenezca a YPFB⁷. De esta manera, YPFB paga por concepto de Costos Recuperables el valor de dicho activo como si fuera nuevo, cuando en los hechos recibe un activo usado y además aprovechado por la empresa titular sin ningún costo (como podría ser un alquiler)⁸.

Finalmente, con el respaldo provisto por los Costos Recuperables las empresas transnacionales —desde los primeros periodos de la “*nacionalización*”— deberían haber realizado actividades de exploración sin riesgo compartido, es decir, asumiendo toda la pérdida de su inversión en caso de no encontrar recursos hidrocarbúricos⁹. Sin embargo, las perforaciones para exploración no representaron grandes riesgos, ya que fueron realizadas en espacios adyacentes o más profundos de reservas ya existentes y/o en etapa de explotación; por lo tanto, el riesgo fue y es considerablemente menor. Invertir en un área donde ya existe una planta que tiene ductos y líneas de recolección dista mucho de invertir en un área alejada donde no existe ningún tipo de instalación. De esto se puede concluir que dichas empresas nunca asumieron los riesgos a los que se condicionaba la devolución de los Costos Recuperables.

Ineficiencia de YPFB y falta de transparencia

Vemos así que con los Costos Recuperables las empresas titulares perciben altas remuneraciones por sus actividades. Estos costos, sin embargo, no se encuentran detallados, lo que impide una fiscalización y monitoreo adecuados de los gastos reportados por las empresas.

Por ejemplo, en cuanto al pago de salarios de sus funcionarios, estos se ajustan a las bases salariales de sus propios países, por lo que en general son altísimos; por si fuera poco, las empresas también se benefician, cuando se da la ocasión, del doble

⁷ Ver contratos con las empresas titulares.

⁸ YPFB no ha dado a conocer hasta hoy los procedimientos que rigen estos pagos.

⁹ Ver anexo E de los contratos.

aguinaldo impuesto por el gobierno. Al respecto, se desconoce mayores detalles y la información a la que se tiene acceso es generalmente confusa, contradictoria y parcial —como sucede, por ejemplo, con los datos sobre planillas de personal¹⁰.

Por otro lado, YPFB realiza sus reportes de manera agrupada por operador, es decir, un solo reporte de todos los campos sobre los que trabaja una misma empresa¹¹, en lugar de un reporte específico por cada campo, que es lo que corresponde. A esto se suma la opacidad y omisiones de la información presentada. Los informes sobre los Costos Recuperables 2007-2013 y sobre lo que efectivamente se reconoció y devolvió a las empresas titulares no están disponibles en las páginas digitales del Estado (como se puede comprobar al entrar a la página web de YPFB). Al respecto, la Ley 3740, promulgada en agosto de 2007, indica en su sexto artículo que YPFB tiene la obligación de publicar semestralmente en su página web y mediante comunicaciones oficiales toda información relacionada a los Costos Recuperables, al cálculo de su participación y a las utilidades de las empresas petroleras.

La falta de transparencia en relación a los Costos Recuperables se manifiesta en el hecho de reportar precios o costos inflados, tanto en sueldos como en temas operativos, y principalmente cuando se adquiere activos a través de una tercera empresa. En estos casos una empresa titular compra a otra empresa un activo que ésta ya no utiliza o necesita, y lo hace a un precio (conocido como precio de transferencia) que puede ser inflado arbitrariamente. Esta figura, que no se encuentra legislada en nuestro país, posibilita que se lleven a cabo negociados.

Considerando estos aspectos el gobierno decidió regular los Costos Recuperables, ya que sin una fiscalización adecuada era difícil advertir si se incurría en gastos inflados y mayores a los necesarios. En ese sentido, se creó en agosto de 2017 el Decreto Supremo 3278, que consiste en un reglamento sobre los Costos Recuperables y Costos Reportados aprobados, y se encuentra dotado de un mecanismo para establecer techos de costos (bandas de precios) a ser reembolsados a las empresas. Dependiendo de cada campo los Costos Recuperables pueden representar desde el 60% al 100% del total del remanente (50%); esto no significa que se deba llegar siempre (o generalmente) a este porcentaje, lo que permitiría más utilidades a ser repartidas, y por lo tanto más ingresos para YPFB. Con ese motivo, el gobierno decide cambiar este aspecto fundamental de la ley, ajuste que podía haber sido implementado al inicio de la “nacionalización” en 2006. Ante la creación de este reglamento, las empresas reaccionaron aduciendo falta de seguridad en su actividad debido al cambio de las “reglas del juego”. Esta medida ocasionó que se generaran desincentivos de inversión, principalmente a la exploración. De acuerdo al analista Hugo del Granado “si el Gobierno hubiese tenido un control minucioso de los costos y los hubiese publicado periódicamente, no habría tenido la necesidad de aprobar normas [ahora] (Mamani, 6 de septiembre de 2017)”.

¹⁰ Es posible que existan algunas cláusulas secretas en los contratos.

¹¹ Un solo operador/empresa puede explotar hidrocarburos en varios campos.

Desde el año 2011 los nuevos contratos son diferentes, pero no afectan significativamente los suscritos anteriormente. En estos nuevos contratos, por ejemplo, los Costos Recuperables pasan a ser Costos Reportados; y, al igual que en los contratos previos al 2011, se estipula que YPFB reciba todos los ingresos y pague las regalías e IDH, que continúan siendo del 50%. Sobre el otro 50%, primero se calcula la participación para YPFB, que a diferencia de contratos anteriores no es porcentual en relación a los ingresos. Esta participación consiste en un monto fijo que puede variar de contrato a contrato, siendo, de todas maneras, desconocida la manera de realizar este cálculo. El remanente de este 50% va a la(s) empresa(s) explotadora(s), las que según estos contratos deben ser de Sociedad Anónima Mixta (SAM), conformadas por YPFB y una empresa privada. En estos contratos existen dos fases: exploración y explotación. Si bien este monto fijo para YPFB es calculado por fases (separadamente), la fase de exploración se encuentra a cargo de exclusivamente una empresa petrolera privada. El pago es abonado por YPFB a la empresa únicamente cuando se descubren reservas; caso contrario, la empresa asume toda la pérdida. Por otra parte, si la empresa encuentra reservas está obligada a asociarse con YPFB (como empresa productora) y a conformar una SAM para la fase de explotación (Fundación Jubileo, 2015: 18).

Hasta ahora nunca se ha pasado a esta fase, y queda la duda sobre la capacidad financiera y administrativa de YPFB para asociarse, teniendo en cuenta que de acuerdo al código de comercio, si se conforma una SAM, se aporta en función de la participación accionaria. Sobre ésta, la constitución señala que el porcentaje de participación de YPFB no puede ser menor al 51%, lo que implica que esta institución debe aportar por lo menos el 51% del capital para participar en la explotación de hidrocarburos.

Por otro lado, en diciembre de 2015 fue creado el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (FPIEEH), el cual dispone de recursos del IDH de acuerdo a la Ley 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera. Este fondo otorga financiamientos a las empresas transnacionales, e incluso a YPFB si corresponde, a través de incentivos a la producción, con el objetivo de incrementar las reservas de hidrocarburos en el corto plazo. Desde agosto del 2016 hasta fines del 2017 el monto total desembolsado por este fondo ascendió a 170 millones de dólares (12% del IDH). No obstante, es alarmante que pese a los altos ingresos por concepto de utilidades desde la firma de contratos hasta el año 2016 —5.500 millones de dólares¹², a lo que se suman 3.300 millones de dólares generados por las subsidiarias de YPFB en el mismo periodo (YPFB, 2016)— esta institución necesite incentivos de este fondo para sus actividades hidrocarburíferas.

En cuanto al mal manejo de nuestros hidrocarburos, también es preocupante la desinformación que existe sobre las reservas de gas probadas. Según el Ministro

¹² Según datos oficiales de la página web de YPFB, entre 2006 y 2015 su casa matriz recaudó 5.088 millones de dólares por utilidades.

de Hidrocarburos, José Alberto Sánchez, el país cuenta con más de 10,6 trillones de pies cúbicos (TCFs por sus siglas en inglés) de reservas certificadas y probables para cumplir con los contratos de exportación de gas y abastecer al mercado interno (El Deber, 7 de julio de 2017). Pero, según fuentes externas al gobierno, las reservas se están agotando debido a que cesaron las exploraciones para identificar “nuevos” bolsones de gas. El especialista en hidrocarburos Bernardo Prado sostiene que “no estamos realizando trabajo de inversiones en exploración, no estamos realizando certificación de reservas...” (Los Tiempos, 2 de agosto de 2017)¹³. Si bien las reservas probadas y certificadas desde el 2013 tienen la capacidad de abastecer el mercado interno y externo, se proyecta un agotamiento de las mismas para mediados de los 2020. No debemos olvidar que las exploraciones de nuevos bolsones de hidrocarburos pueden tomar muchos años —más de 10 en algunos casos.

En suma, los contratos con las petroleras son bastante desfavorables al interés nacional. Asimismo, las muchas deficiencias e irregularidades de la gestión estatal imposibilitan un control y fiscalización adecuados de las actividades. Al no exigir una rendición de cuentas apropiada de parte de las empresas titulares, YPFB no cumple con su obligación de transparentar y difundir información confiable a la población, atentando así contra los intereses nacionales.

Bonanza económica y precios altos de las materias primas

Como se mencionó anteriormente, desde el año 2006 en adelante se registró un incremento constante de los precios de los hidrocarburos a nivel mundial, lo que elevó el precio de venta del gas destinado a Brasil y Argentina. En 2005 el precio de venta por cada Millar de Pie Cúbico (MPC) enviado al Brasil era de 2,6 dólares, mientras que en 2013 el precio llegó a los 9,1 dólares; de manera similar, el precio de venta por cada MPC enviado a la Argentina en 2005 era de 2,5 dólares, mientras que en 2013 este valor llegó a los 10,4 dólares —es decir, los precios se cuadruplicaron—. Por consiguiente, hubo un gran incremento de los ingresos percibidos por la venta y producción de gas, desencadenándose una bonanza económica que generó una sensación de bienestar generalizado en el país. Reflejando esta nueva realidad, algunos índices como el de reducción de la pobreza, aumento del salario mínimo, desarrollo económico y social mejoraron sus puntajes¹⁴ (Medina, 24 de octubre de 2016). Se incrementaron también los bonos y políticas orientadas a invertir en megaproyectos y/o fortalecer el aparato estatal, aunque de acuerdo a ciertos analistas el crecimiento experimentado no estuvo a la par de los ingresos. De acuerdo a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE), junto a los precios internacionales aumentaron los volúmenes de exportación de gas, alcanzando un récord de 6.113 millones de dólares para el año 2013 (INE, 2016).

¹³ <http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20170802/reservas-se-agotan-no-hay-exploracion>

¹⁴ Mauricio Ramírez, Coordinador residente del Sistema de la Organización de las Naciones Unidas. <http://www.cambio.bo/?q=node/15643>

Pero la bonanza, así como los precios de los hidrocarburos, comenzó a declinar. En su mejor momento, en los años 2013 y 2014, el barril de petróleo —a precio internacional y como referente para el gas— llegó a valer 95 dólares (promedio mensual); mientras que en 2016 su cotización cayó a 43 dólares (más de la mitad), con una cierta recuperación en 2017 cuando llegó a los 50 dólares. Por su parte, los volúmenes de exportación también disminuyeron, impactando negativamente en los valores de exportación (ingresos por gas), que de 6.113 millones de dólares en 2013 cayeron a 2.049 millones de dólares en 2016 (INE, 2016), es decir, se redujeron a un tercio en tres años. Recién entonces, por la fuerte caída de los ingresos que más aportan al estado, el sistema de Costos Recuperables fue modificado, consiguiéndose condiciones más favorables para Bolivia.

Como mencionamos anteriormente, la bonanza y el crecimiento económico fueron atribuidos a la nacionalización, pero ésta no habría tenido un impacto tan significativo sin el alza de precios de los hidrocarburos. Sin este incremento los ingresos percibidos no habrían sido tan elevados, aunque sí importantes en términos relativos (porcentuales) a los ingresos generales del Estado.

A modo de conclusión

Es evidente que la llamada *nacionalización de los hidrocarburos* tiene más sustento como propaganda política que realidad. Queda demostrado que el beneficio (retribución) de las empresas transnacionales en relación a los ingresos que perciben por las ventas de gas es demasiado alto. Tan sólo los Costos Recuperables pueden representar hasta un 50% del total de las ventas de gas; incluso cuando esto no sucede, parte del remanente es percibido por la empresa como utilidad. Estas características no son propias de un verdadero proceso de nacionalización, menos aún si se considera que las empresas transnacionales siguen explotando y beneficiándose cómodamente de nuestros recursos, incurriendo en irregularidades y falta de transparencia propias de los periodos neoliberales.

Como resultado, las empresas impusieron sus costos y fluctuaciones respectivas. Además de ser duplicados (por 1,8), estos no sufrieron casi reducción alguna durante la caída de precios de los hidrocarburos, a diferencia de lo acontecido en otros países productores.

La gran pregunta es: ¿por qué motivo YPFB y el estado permiten esto? ¿Por qué no publican, como dicta la ley 3740, todo el detalle de los Costos Recuperables, con informes semestrales y auditorías exhaustivas? Y, en general, ¿por qué no se controla y fiscaliza con total transparencia toda la cadena de producción hidrocarburífera del país? Podríamos pensar en tres temas centrales: ineficiencia e irresponsabilidad, intereses políticos y corrupción. Todos ellos, a veces más o menos explícitamente, han sido evidenciados desde el inicio de gestión del gobierno del MAS. Si consideramos que las empresas transnacionales que operaban en el país antes de la nacionalización continúan haciéndolo, y que la repartición de los ingresos entre éstas y el estado es de 50-50, entonces, ¿de qué nacionalización estamos hablando?

El propio Vicepresidente, Álvaro García Linera, habría admitido ante el cuestionamiento del ex superintendente de Hidrocarburos Santiago Berríos que la nacionalización no era tal, pero que había razones políticas para mantener esta etiqueta: “tiene usted razón, no hay nacionalización, pero es que no se olvide que ese ha sido el discurso electoral que hicimos al pueblo; y si ahora decimos que no hay nacionalización, ¿qué va a ocurrir con los movimientos sociales?” (Europapress, 21 de marzo de 2007).

En los últimos meses el estado, a través de YPF, se encuentra impulsando la exploración de nuevas reservas de hidrocarburos luego de un largo periodo sin exploraciones en campos nuevos. Por otro lado, se pretende tener un mejor control sobre los Costos Recuperables de las empresas, y en ese sentido, sobre todos sus ingresos, buscando un mayor beneficio para el país. Sin embargo, queda claro que en los 12 años transcurridos desde la llamada “nacionalización” la norma ha sido la falta de transparencia. Sólo resta esperar que las nuevas promesas de inversión hechas al país en cuanto a la producción y comercialización del gas —en ocasión del VI Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG)¹⁵— traigan consigo cambios positivos en cuanto a la disponibilidad de información oportuna y confiable, sumamente necesaria para ejercer un verdadero control sobre la cadena de producción. Ciertamente, este objetivo conlleva muchas dificultades, lo que nos hace pensar que tanto las irregularidades como perjuicios que afectan al país continuarán. Esto se refleja, por ejemplo, en el hecho de que empresas como Petrobras podrán continuar sus operaciones en el país a pesar de tener denuncias de corrupción (Listín Diario, 14 de mayo de 2018). De manera similar, si YPF continúa como ente regulador de la actividad hidrocarburífera, las irregularidades sólo se exacerbarán.

Para concluir, no estamos ante una verdadera nacionalización, y los procesos que se suponen son nacionalizadores son opacos e incluso están cargados de indicios de corrupción. La gestión es en general deficiente y los contratos con las empresas transnacionales son desfavorables al interés nacional. Así, ya sea que en el futuro los precios del gas y petróleo suban o bajen, es imperativo transparentar la información sobre las actividades hidrocarburíferas, siendo éste el primer paso para recuperar el control sobre estos valiosos recursos.

BIBLIOGRAFÍA

ARRARÁS, ASTRID

- 2005 “Referéndum del Gas en Bolivia 2004: Mucho Más que un Referéndum” en *Revista de Ciencia Política*, Volumen 25/Nº 2. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile.
https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-090X2005000200008

ARZE, CARLOS; JUAN LUIS ESPADA; JUAN CARLOS GUZMÁN; PABLO POVEDA

- 2011 *Gasolinazo: Subvención Nacional Popular al Estado y a las Petroleras. Análisis de la Política Económica, Fiscal y Petrolera*. La Paz: CEDLA
http://www.cedla.org/sites/default/files/CEDLA%20M-8021%20pe_gasolinazo_subvencion_popular_al_estado_y_a_las_petroleras_0.pdf

CENTRO DE DOCUMENTACIÓN E INFORMACIÓN BOLIVIA (CEDIB)

- 2012 *La Nacionalización de ENTEL*. Cochabamba: CEDIB
<https://cedib.org/wp-content/uploads/2012/03/La-nacionalizacion-de-entel.pdf>

CENTRO DE ESTUDIOS PARA EL DESARROLLO LABORAL Y AGRARIO (CEDLA)

- 2006 “Legitimando el Orden Neoliberal: 100 Días de Gobierno de Evo Morales”. *Coyuntura 12*. La Paz: CEDLA
http://cedla.org/old/sites/default/files/legitimando_el_orden_neoliberal.pdf

DEL GRANADO, HUGO

- 2017 *Costos Recuperables Estuvieron Encima de la Industria Mundial*, 6 de octubre de 2017. El Diario. Web [Consultado el 15-12-2017] www.eldiario.net/noticias/2017/2017_10/nt171006/economia.php?n=15
- 2017 *Los Polémicos Costos Recuperables*, 15 de septiembre de 2017. Página Siete. Web. [Consultado el 10 de octubre de 2017]
<http://www.paginasiete.bo/opinion/2017/9/15/polemicos-costos-recuperables-152125.html>

EMPRESA BOLIVIANA DE INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS (EBIH)

- 2018 LEY 3058 de mayo del 2005.
<http://www.ebih.gob.bo/pdfs/leyes-ds/3058.pdf>

EL DEBER

- 2017 *Reservas de Gas Natural*, 7 de julio de 2017. El Deber. Web [Consultado el 14 de septiembre de 2017]
www.eldeber.com.bo/opinion/Reservas-de-gas-natural-20170706-0090.html

EUROPAPRESS

- 2007 *PODEMOS dice que PDVSA ha pagado los gastos de una consultoría de EEUU por asesoría a la nacionalización*, 21 de marzo de 2007. Europa press. [Consultado el 15 de junio de 2018]
<http://www.europapress.es/internacional/noticia-bolivia-podemos-dice-pdvsa-pagado-gastos-consultoria-eeuu-asesoria-nacionalizacion-20070321235339.html>

FUNDACIÓN JUBILEO

- 2017 “Contratos de Operación y Contratos de Servicio, de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Situación y Propuestas” en *Serie Debate Público* N°47. S/e
2015 *Contratos Petroleros. Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Bolivia*. S/e

GACETA OFICIAL. ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

- S/f www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/index.php/normas/buscar

INFOLEYES

- 2006 Modelo de Contratos de Operación, 28 de octubre de 2016. Infoleyes. [Consultado en noviembre de 2017]
<https://bolivia.infoleyes.com/norma/294/modelo-de-contrato-de-operacion-001>

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (INE)

- 2018 Informe de Comercio Exterior. Exportaciones 2013. INE. Web. [Consultado en enero de 2018]
www.ine.gob.bo/index.php/comercio-exterior/introduccion-2
2017 Informe de Comercio Exterior. Exportaciones 2016. INE. Web. [Consultado en diciembre de 2017]
<https://www.ine.gob.bo/index.php/comercio-exterior/introduccion-2>

LA RAZÓN - EL DIARIO NACIONAL DE BOLIVIA

- 2005 *El Bloqueo del Chapare se Inicia con Fuerza*, 8 de marzo de 2005. Nadir.org. [Consultado el 15 de octubre de 2017]
www.nadir.org/nadir/initiativ/agp/free/imf/bolivia/txt/2005/bloqueo_chapare.htm

LISTÍN DIARIO

- 2017 *Juez brasileño de Lava Jato condena por corrupción a ex directivo de Petrobras*, 14 de mayo de 2018. Listín Diario. Web. [Consultado el 18 de mayo de 2018]
<https://www.listindiario.com/las-mundiales/2018/05/14/514946/juez-brasileno-de-lava-jato-condena-por-corrupcion-a-exdirectivo-de-petrobras>

LOS TIEMPOS

- 2017 *Reservas se Agotan y no hay exploración*, 2 de agosto de 2017. Los Tiempos. Web. [Consultado el 11 de noviembre de 2017]
<http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20170802/reservas-se-agotan-no-hay-exploracion>

MAMANI, LIDIA

- 2017 *El 30 % de los gastos de las petroleras se va al personal*, 6 de septiembre de 2017. Página 7. [Consultado el 13 de diciembre de 2017]
<http://www.paginasiete.bo/economia/2017/9/6/gastos-petroleras-personal-151015.html>

MEDINA BUEZO, ROBERTO

- 2016 *ONU. La nacionalización trajo mayor bienestar social*, 24 de octubre de 2016. Cam-

bio, Periódico del Estado Plurinacional de Bolivia. Web. [Consultado el 15 de enero de 2018]

<http://www.cambio.bo/?q=node/15643>

QUIROGA, JUAN ANTONIO

2017 *Entrevista*. La Paz, 15 de julio de 2017

TAPIA, LUIS

2004 *Por el Sí, Por el No: Análisis de Resultados del Referéndum 2004*. La Paz: Corte Nacional Electoral.

VELÁSQUEZ, RAUL

2017 *Entrevista*. La Paz, julio de 2017

YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB)

S/a *Utilidades de YPFB se Reinvierten en la Cadena de Producción*, s/f. YPFB.

[Consultado en julio de 2017]

<http://www.ypfb.gob.bo/en/14-noticias/633-utilidades-de-ypfb-corporaci%C3%B3n-se-reinvierten-en-la-cadena-de-producci%C3%B3n.html>

S/a *YPFB Invierte 3000 Millones de Dólares en 47 Proyectos de Exploración*, s/f. YPFB.

[Consultado en julio de 2017]

[http://www.ypfb.gob.bo/es/14-noticias/237-ypfb-invierte-\\$us-3-000-millones-en-47-proyectos-de-exploraci%C3%B3n.html](http://www.ypfb.gob.bo/es/14-noticias/237-ypfb-invierte-$us-3-000-millones-en-47-proyectos-de-exploraci%C3%B3n.html)

YPFB - CHACO

2011 *§/t*, s/f. Noticias del Sector. YPFB Chaco. Web. [Consultado el 23 de enero de 2018]

<http://www.ypfbchaco.com.bo/index.php/sala-de-prensa/noticias-del-sector/1941-costos-recuperables-de-petroleras-ascendieron-a-us-3-927-millones.html>



EL DESARROLLO DEL MERCADO DEL GAS Y LAS PERSPECTIVAS DE LA EXPORTACIÓN BOLIVIANA AL BRASIL

Carlos Arze Vargas



Introducción

Las perspectivas de la renovación del contrato de exportación de gas boliviano a Brasil, dependen de varios factores, desde aquellos que tienen que ver con la capacidad de oferta de Bolivia, hasta aquellos que se definen en ámbitos internacionales más allá de la propia región sudamericana.

Por una parte, el desarrollo de la industria del gas natural en el mundo durante la última década, ha cambiado la relación en el uso de energías, también ha modificado el espectro de actores y afectó en forma significativa los precios del energético. En ese panorama, es particularmente importante el desarrollo del mercado de gas no convencional, con EEUU a la cabeza, y la extensión del comercio de GNL, principalmente en los llamados países emergentes del Asia.

Las tendencias en el uso de la energía a nivel global, influidas por los riesgos aparejados al Cambio Climático, por la orientación de las políticas económicas y ambientales de las economías más poderosas, por el desarrollo de la tecnología para enfrentar un escenario de volatilidad de los precios del petróleo y que dieron lugar a la explotación rentable de los hidrocarburos no convencionales (entre ellos el *shale gas* y el *tight gas*), por los cambios en el comercio mundial de gas hacia contratos más flexibles antes que la persistencia de contratos de largo plazo (lo que afecta a la estructuración de precios, hasta hoy muy regionales e incluso una probable “comoditización”), son elementos a tomar en cuenta en este proceso que se había considerado como uno de los más importantes en la década de los años noventa del siglo pasado.

Finalmente, se debe enfatizar en los importantes cambios políticos ocurridos en Brasil en los dos últimos años, los mismos que afectan a la política energética y a la propia empresa estatal Petrobrás.

Contexto internacional

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (AIE), las principales tendencias que se estarían desarrollando en el sistema mundial de energía y que sirven de base para sus prospectivas, serían: *i*) la difusión en el uso de energías limpias y renovables, gracias a la reducción de sus costos: entre 2010 y 2016 un 70% en la tecnología de paneles solares, 25% en la generación eólica y 40% en las baterías

eléctricas; *ii*) el crecimiento en la participación de la electricidad en las compras de los consumidores, que habrían alcanzado al valor del gasto en derivados del petróleo; *iii*) una orientación mayor de la economía china hacia los servicios y hacia el uso de energías limpias; y, el posicionamiento de los Estados Unidos como principal productor de petróleo y gas, gracias a la resiliencia del gas a los vaivenes del mercado (AIE, 2017).

Cuadro 1

Oferta Mundial de energía primaria (en porcentajes del total)

	1971	1980	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carbón, turba, petróleo de esquisto	26,0%	24,7%	25,3%	23,0%	26,0%	28,4%	29,1%	29,0%	29,0%	28,9%	28,1%
Crudo, NGL y otros hidrocarburos	45,0%	43,7%	37,5%	37,3%	35,5%	32,5%	32,3%	32,4%	31,9%	32,0%	32,5%
Derivados de Petróleo	-0,9%	-0,7%	-0,7%	-0,8%	-0,7%	-0,4%	-0,6%	-0,6%	-0,5%	-0,6%	-0,8%
Gas Natural	16,2%	17,1%	19,0%	20,7%	20,5%	21,3%	21,4%	21,4%	21,5%	21,4%	21,6%
Energía nuclear	0,5%	2,6%	6,0%	6,7%	6,3%	5,6%	5,2%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%
Energías Renovables	13,1%	12,5%	12,9%	13,0%	12,3%	12,6%	12,6%	12,9%	13,2%	13,4%	13,6%
Electricidad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Calor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: AIE, Head Line Energy Data, 2017.

El gas natural ha incrementado su participación en el total del suministro de energía primaria a nivel global, pasando de un 16% en 1971 hasta el 21,6% en 2015. En términos absolutos, habría subido desde los 976 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep) en 1971, hasta los 2.643 MMtep¹.

El crecimiento de la producción y suministro de gas natural tuvo sus tasas más elevadas en la década de los setenta del pasado siglo, aunque posteriormente mantuvo tasas anuales de crecimiento importantes y sostenidas. Desde la década de los años noventa del siglo pasado, el crecimiento de la participación del gas natural en la oferta mundial de energías primarias corrió paralelo a la reducción de la participación del petróleo, que ha ido siendo sustituido por otras fuentes de energía, entre ellas el gas natural.

Un aspecto que relleva ese cambio en la matriz energética mundial es la modificación de la participación de los hidrocarburos en el comercio global de energía. Entre 1990 y 2015 el petróleo bajó su participación en el comercio mundial de energía: en el caso de las importaciones cayó de 53,9% a 43,4% y respecto a las exportaciones totales de energía cayó de 51,7% a 41,9%; en cambio, el Gas Natural elevó su participación en los dos ámbitos: importaciones de 13,1% a 17,1% y en las exportaciones de 13,3% a 17%.

¹ En términos de volumen, la producción de gas natural pasó de 1,22 billones de metros cúbicos en 1973 a 3,61 billones de metros cúbicos por año en 2016, según la International Energy Agency, *Key World Energy Statistics*, 2017.

Cuadro 2

Consumo final mundial de energía primaria (en porcentajes del total)

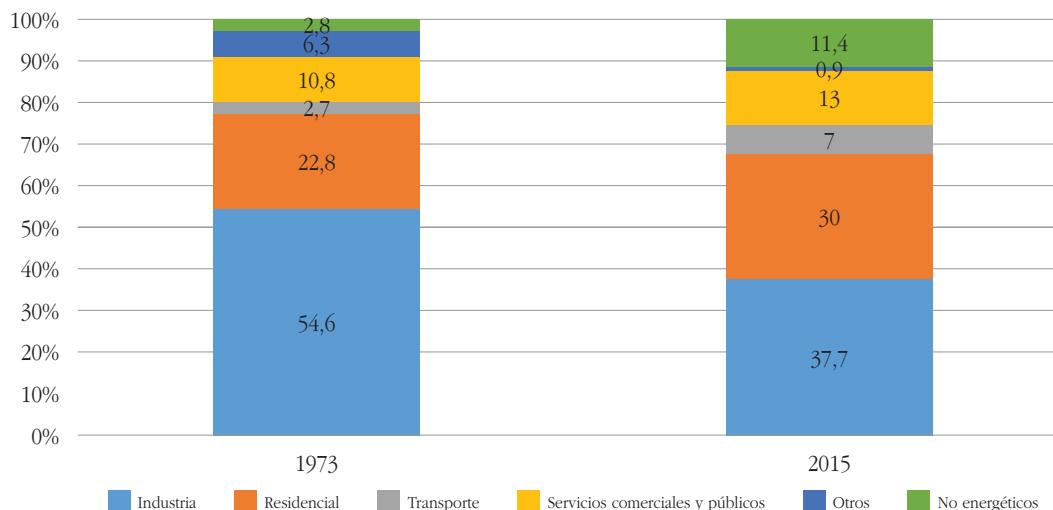
	1971	1980	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carbón, turba, petróleo de esquisto	15%	13%	12%	8%	10%	11%	12%	12%	11%	11%	11%
Crudo, NGL y otros hidrocarburos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Derivados de Petróleo	47%	45%	41%	44%	43%	41%	40%	40%	40%	40%	41%
Gas Natural	14%	15%	15%	16%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Energía nuclear	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Energías Renovables	14%	13%	13%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Electricidad	9%	11%	13%	16%	16%	18%	18%	18%	18%	18%	19%
Calor	2%	2%	5%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: AIE, Head Line Energy Data, 2017.

En el caso del consumo final (cuadro 2), es decir excluyendo el consumo para la transformación (plantas de electricidad, plantas de calor, refinerías, licuefacción), el gas natural mantiene su participación en torno al 15% a lo largo del período. Paralelamente se observa el incremento de la electricidad y la caída de la participación de los derivados del petróleo, el carbón y las energías renovables. En este marco, el consumo final del gas en términos absolutos se habría elevado desde los 652 MMtep en 1973, a 1.401 MMtep en 2015.

Gráfico 1

Consumo final mundial de gas natural por sectores (en porcentajes)



Fuente: AIE, Head Line Energy Data, 2017.

Desde el punto de vista de los consumidores finales, los sectores industrial y residencial fueron y siguen siendo los principales, pues explican dos tercios del consumo.

Sin embargo, en el gráfico 1 se puede observar que en la estructura sectorial se han producido importantes cambios: mientras el consumo industrial —el consumo como combustible de las industrias y no como insumo—, bajó considerablemente, el de los sectores residencial y de transporte aumentaron notablemente; también merece destacarse el aumento del consumo no-energético referido, principalmente a su uso como insumo, pues prácticamente se cuadruplicó en el período.

En lo que respecta a la generación de energía eléctrica, es importante mencionar que el gas natural como combustible incrementó su participación entre el conjunto de fuentes primarias. Según la AIE, mientras en 1973 representaba el 12,1% del total de energías primarias sujetas a transformación, en 2015 esa participación alcanzó el 22,9%. El gas natural cobró importancia junto a las fuentes no renovables (exceptuando la hídrica) y la nuclear, que también incrementaron su participación de 0,6% a 7,1%, y de 3,3% a 10%, respectivamente; contrariamente, el petróleo y la generación hídrica vieron caer su participación, y el carbón permaneció con una participación elevada de poco más de un tercio del total durante todo el período.

El mercado mundial del gas natural está dominado por pocos países, tanto desde el lado de las reservas, como de la oferta y la demanda.

Cuadro 3

Países con las mayores reservas probadas de Gas Natural 2016

	Bm ³	%
Rusia	35,00	18,09%
Irán	33,20	17,16%
Qatar	24,90	12,87%
GECF	93,10	48,11%
Turkmenistán	19,50	10,08%
EEUU	8,70	4,50%
Arabia Saudita	8,00	4,13%
China	5,50	2,84%
No-GECF	41,70	21,55%
Total Mundo	193,50	100,00%

Fuente: BP. Statistical Review of World Energy, junio de 2018.

Los países agrupados en el Foro de Países Exportadores de Gas (GECF)² —del que participa Bolivia³—, poseen la mayor parte de las reservas mundiales de gas natural. Según las estadísticas de la British Petroleum (BP), las reservas de gas natural alcanzarían 193,5 mil millones de metros cúbicos, de los cuales, 66,2% correspondería

² En el GECF participan doce países como miembros plenos y siete como observadores.

³ Según GECF, en 2016 Bolivia contaba con unas reservas probadas de 295,91 miles de millones de metros cúbicos de gas, equivalentes al 0,15% de las reservas mundiales.

a los países integrantes del GECF. Esta participación discrepa con el 73,11% de las reservas en el año 2016 que informa el propio GECF en su Boletín Estadístico Anual de 2017. Esta diferencia radica, principalmente, en el volumen de reservas que pertenecerían a Rusia: en el caso de la BP se le asignan 35 mil millones de metros cúbicos para 2017, mientras que, según el GECF, ese país tenía en 2016 un total de 47,4 mil millones de metros cúbicos de gas natural; diferencia de más de 17,4 mil millones equivalentes, por ejemplo, al doble de las reservas de los Estados Unidos.

Pese a las discrepancias de las fuentes estadísticas, el dominio de los países miembros del GECF es innegable. Como se puede apreciar en el cuadro 3, tres de los doce países pertenecientes al GECF controlan casi la mitad (48,1%) de las reservas mundiales y mayores que el conjunto de reservas que tienen los países no agrupados en el GECF (33,8%). Por fuera de esa organización, destacan cuatro países con reservas importantes: Turkmenistán, Estados Unidos, Arabia Saudita y China.

Cuadro 4
Principales países productores de gas natural 2017

	MMMm ³	%
Rusia	635,60	17,27%
Irán	223,90	6,08%
Qatar	175,70	4,77%
Argelia	91,20	2,48%
Emiratos Árabes Unidos	60,40	1,64%
Venezuela	37,40	1,02%
GECF	1.224,20	33,26%
EEUU	734,50	19,96%
Canadá	176,30	4,79%
China	149,20	4,05%
Noruega	123,20	3,35%
Australia	113,50	3,08%
No-GECF	1.296,70	35,23%
Total Mundo	3.680,40	100,00%

Fuente: BP. Statistical Review of World Energy, junio de 2018.

La participación de los países del GECF en la producción de gas (cuadro 4), es ligeramente menor a la del resto de los países: 44,7% contra 55,3%. Estados Unidos es el país que produjo el mayor volumen en 2017, seguido de Rusia, Irán, Canadá y Qatar. Las estadísticas sobre producción de gas natural destacan el crecimiento importante de la participación de Qatar, de 1% a 5%, China de 1% a 4% e Irán de 2% a 6%, durante el período 2000-2017; en cambio, disminuyeron en su participación Canadá de 7% a 5% y Rusia de 22% a 17%, en el mismo período; finalmente, EEUU mantuvo su primer lugar y su participación relativa en la producción mundial.

Cuadro 5
Principales países consumidores de gas natural 2017

	MMMm ³	%
Rusia	424,76	11,57%
Irán	214,44	5,84%
Emiratos Árabes Unidos	72,17	1,97%
Egipto	55,98	1,53%
GECF	767,34	20,91%
Estado Unidos	739,50	20,15%
China	240,40	6,55%
Japón	117,10	3,19%
Arabia Saudita	111,40	3,04%
Alemania	90,20	2,46%
Reino Unido	78,8	2,15%
Italia	72,1	1,96%
No-GECF	1.449,50	39,49%
Total Mundo	3.670,40	100,00%

Fuente: BP. *Statistical Review of World Energy*, junio de 2018.

El consumo de gas natural (cuadro 5), está concentrado en los países industrializados que no forman parte del GECF, que tienen una participación del 72% del total. Individualmente, destaca Estados Unidos como el país con mayor consumo: 739,50 mil millones de metros cúbicos anuales, equivalentes al 20% del consumo mundial; le sigue Rusia con el 11,6%, China con el 6,5% e Irán con el 5,8%. Estados Unidos mantienen el primer lugar y su porcentaje de participación bajó respecto a principios de siglo, pero se mantiene casi inalterable en la última década. En cambio, China e Irán destacan como los países con mayor crecimiento en su consumo de gas: el primero incrementó su participación desde el 1% para el año 2000, hasta el 7% en 2017; Irán, por su parte, elevó su participación durante el mismo período, desde el 3% hasta el 6%. En este comportamiento se debe enfatizar el hecho de que China a partir de 2015 ocupa el tercer lugar en el grupo —desplazando a Japón— debido a que ha multiplicado por 9,7 veces el volumen de su consumo; también el caso de Irán es extraordinario, pues ha multiplicado su consumo por 3,5 veces. Comparativamente, el consumo de China que a principios de siglo equivalía al 4% del de Estados Unidos, en 2017 llegó a representar el 33% del consumo de la primera potencia mundial.

En el comercio de gas natural se presentan dos mercados diferentes: el del mercado de gas por ductos y el mercado de GNL. En el primero, los países exportadores más importantes son del continente europeo y de América del Norte: Rusia, Noruega, Holanda —aunque este último es importador neto—, Estados Unidos y México, que dan cuenta del 69% del volumen; mientras que los países importadores

más importantes son Alemania, al que le sigue Estados Unidos, Italia, Turquía y México; con todo, Europa como continente representa el 57% de las importaciones totales de gas por ductos.

Cuadro 6
Principales países exportadores e importadores de GNL
(En porcentajes)

	2017
Exportadores	71%
Qatar	26%
Australia	19%
Malasia	9%
Nigeria	7%
Indonesia	6%
Estados Unidos	4%
Importadores	72%
Japón	31%
China	14%
Corea del Sur	14%
India	7%
Taiwan	6%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

En el mercado del GNL, los exportadores más grandes son Qatar, Australia, Malasia, Indonesia, Nigeria y Estados Unidos; de ellos, Qatar exporta 26% y Australia el 19%. La importación está claramente concentrada en los países asiáticos, entre los que destacan Japón, China, Corea del Sur, India y Taiwan, que explican el 71% de las importaciones de GNL. El caso más interesante es el de los Estados Unidos, que en poco más de una década ha pasado de ser un importador neto de GNL a ser un país exportador neto: en 2017 pasó a exportar un volumen mayor al que importaba en 2005, reduciendo simultáneamente sus importaciones, por lo que ahora el país aparece como un exportador neto responsable del 4% de las exportaciones (cuadro 6).

El precio del gas natural varía en los diversos mercados de manera importante (cuadro 7). Los precios del GNL en los mercados de Japón y de Corea del SUR son claramente los más altos, superando inclusive los precios del gas natural en países de Europa Occidental que son provistos mediante gasoductos. El precio más bajo es el que corresponde a Canadá (provincia de Alberta), seguido por el precio Henry Hub⁴. Las diferencias de precios tienen que ver con la forma en que se comercia,

⁴ Centro de distribución y comercio de gas en Louisiana, Estados Unidos. Este precio sirve para negociar contratos a futuro en la Bolsa de Nueva York.

es decir, son precios regionales que se establecen a partir de la negociación entre oferentes y demandantes, considerando tanto aspectos como las distancias entre mercados de consumo y países de origen, el desarrollo relativo de los mercados, así como aspectos propios de los contratos: de largo plazo y gran volumen o de corto plazo y de volúmenes menores (*spots*). En la medida en que no existe un único referente para el precio del gas, debido a que no tiene el carácter de *commodity*, en general los precios regionales se fijan en referencia al precio del petróleo o de una combinación de precios de sus derivados.

Cuadro 7
Precio del Gas Natural (en dólares por MMBtu)

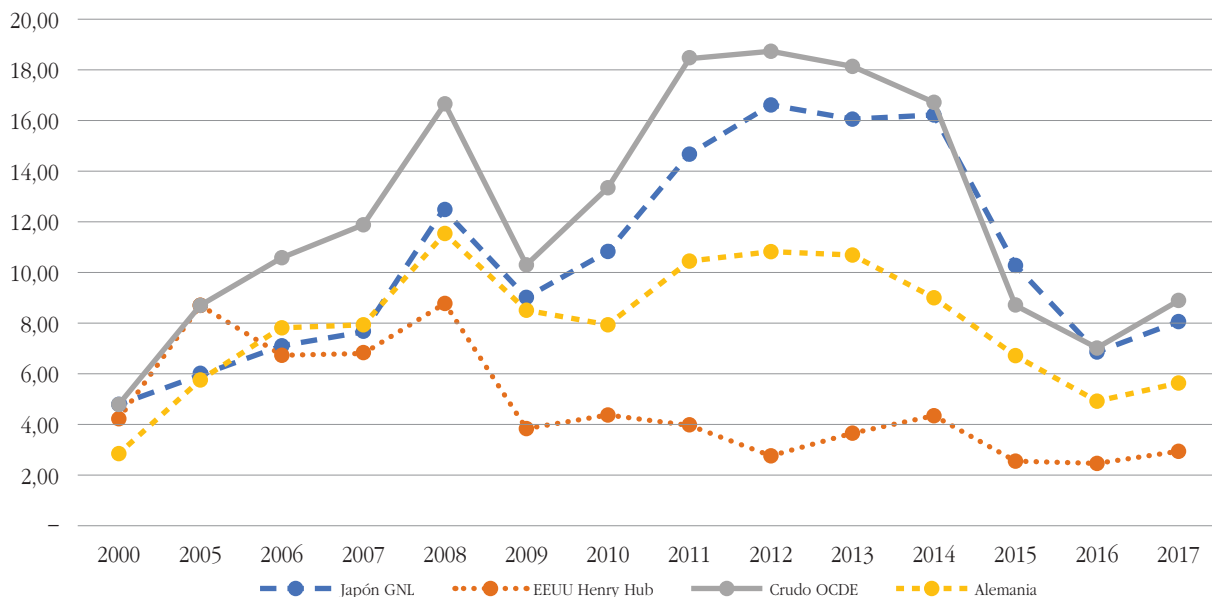
	GNL		Gas Natural				
	Japón	JKM*	Alemania	Reino Unido	Holanda	EEUU Henry Hub	Canadá
2000	4,72	–	2,91	2,71	–	4,23	3,75
2005	6,05	–	5,83	7,38	6,07	8,79	7,25
2006	7,14	–	7,87	7,87	7,46	6,76	5,83
2007	7,73	–	7,99	6,01	5,93	6,95	6,17
2008	12,55	–	11,60	10,79	10,66	8,85	7,99
2009	9,06	5,28	8,53	4,85	4,96	3,89	3,38
2010	10,91	7,72	8,03	6,56	6,77	4,39	3,69
2011	14,73	14,02	10,49	9,04	9,26	4,01	3,47
2012	16,75	15,12	10,93	9,46	9,45	2,76	2,27
2013	16,17	16,56	10,73	10,64	9,75	3,71	2,93
2014	16,33	13,86	9,11	8,25	8,14	4,35	3,87
2015	10,31	7,45	6,72	6,53	6,44	2,60	2,01
2016	6,94	5,72	4,93	4,69	4,54	2,46	1,55
2017	8,10	7,13	5,62	5,80	5,72	2,96	1,60

(*) Mercado Japón-Corea del Sur.

Fuente: Elaboración propia con base en BP Statistical Review of World Energy 2018.

De todos modos, en el último año se verificó un incremento en el precio del GNL en los distintos mercados, coincidiendo con el incremento general del precio del gas natural, ello debido a la influencia del aumento en las cotizaciones del petróleo —especialmente para los mercados que tienen precios de GNL indexados a dicho precio—, pero también debido a una demanda de GNL que superó las expectativas. Sin embargo, se advierte que hay una tendencia en todos los mercados *spot* de GNL, de convergencia de los precios mediante su indexación a los precios de gas natural (IGU 2018).

Gráfico 2
Precios de gas natural y petróleo
(En dólares por MMBtu)



Fuente: Elaboración propia con base en BP Statistical Review of World Energy 2018.

En el gráfico 2 se puede apreciar que los precios fijados en referencia al precio del petróleo —en este caso al precio promedio de la OCDE—, tienen un comportamiento diferente al del Henry Hub, que no está atado al precio del petróleo, sino que responde a la oferta competitiva de un centro regional en Estados Unidos donde confluyen muchos oferentes, incluidos los productores de gas no convencional, lo que explicaría que su evolución haya ido a contramano de la elevación del precio del petróleo (CEPAL 2015).

El crecimiento del mercado del gas natural en el mundo, particularmente en el Asia, donde están las economías más dinámicas como China e India, además de otras de elevada industrialización, ha dado lugar a la discusión sobre la posibilidad y necesidad de la conversión del gas en un commodity. Así, por ejemplo, la CEPAL (CEPAL 2015) señala que debido a la interacción de mercados competitivos y mercados regulados podría dar lugar en el futuro no lejano a la baja del precio promedio; en particular, ese proceso reduciría la brecha entre los precios de los mercados asiáticos y el precio Henry Hub —que resulta ser un cuarto de aquellos—, y podría conducir a “la unicidad en precios, cuanto en la forma de cotización del recurso en un mercado global competitivo” (CEPAL 2015). En el mismo sentido, en un cuestionario del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) de 2003, un ejecutivo de Repsol, sostenía con optimismo que la “comoditización” estaría avanzando gracias a la creación paulatina de un mercado global que haría “desaparecer” los precios locales; así, también veía la creación de mercados regionales en Sudamérica como parte de ese proceso (IAPG 2003). Con todo, otro experto de Pan American Energy, advertía

en la misma publicación que ese proceso no era tan fácil pues requeriría enormes esfuerzos e inversiones en plantas de GNL, en capacidad de acumulación de energía para picos de demanda y, especialmente, en generar mercados transparentes para la capacidad ociosa de transporte; adicionalmente, en atención a que un mercado de commodities es muy volátil y que no es sinónimo de precios bajos, ponía en duda si sería realmente una opción deseable (IAPG 2003).

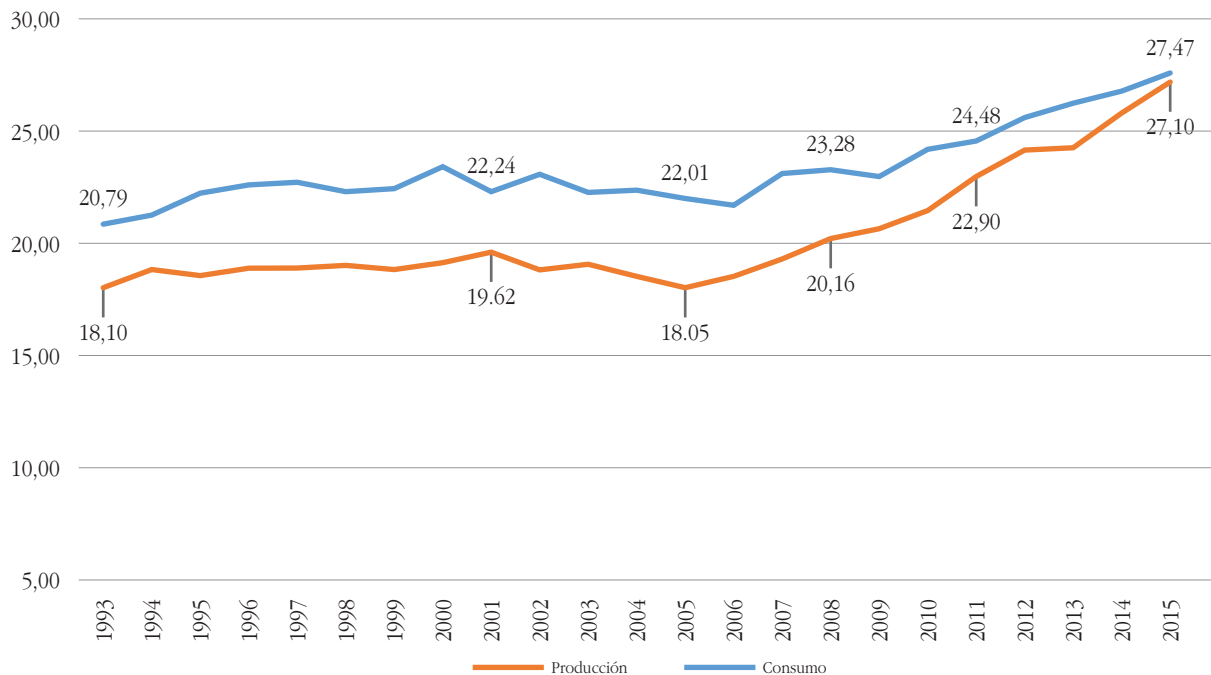
Como se ha podido ver, la evolución reciente del mercado del gas natural y, en particular, la importancia que ha adquirido en la matriz energética, se pueden explicar por la participación de algunos países, ya sea como productores, consumidores o como activos agentes del comercio global energético. Por ese motivo, en esta parte revisaremos algunos aspectos importantes del comportamiento de esos países en este campo.

Estados Unidos se constituye en uno de los principales actores de la reciente evolución en el mundo energético, en particular en la evolución del mercado del gas natural. En la actualidad es el mayor productor de gas y también el primer consumidor. La producción de gas de EEUU, durante la última década, ha sido mayor a la tasa promedio de crecimiento de la producción mundial: 3,8% frente a 2,2%. Del mismo modo, aunque con una diferencia menor, la tasa de crecimiento del consumo ha sido mayor a la mundial: 2,5% frente a 2,3% (BP, 2018). Como sucede en otros casos, en EEUU el mayor consumo de gas natural es el de las plantas de generación de energía, en especial las de ciclo combinado, que explican más o menos el 30% del consumo, seguido por el consumo residencial y comercial que suman otros 30% (IEA 2018).

Como se observa en el gráfico 3, la producción anual de gas natural alcanzó en 2015 los 27 billones de pies cúbicos diarios (equivalentes a 770 mil millones de metros cúbicos), lo que representó un volumen mayor en 50% a la producción de 1993; en la evolución de la producción se puede notar que es a mediados de la década pasada cuando se supera el umbral de los 20 billones de pies cúbicos y la curva adquiere una pendiente más pronunciada desde el año 2005, la misma que se mantiene hasta los últimos años con ligeras variaciones.

Con todo, el aspecto más notable es que su industria del gas ha evolucionado favorablemente, reduciendo cada vez más la brecha entre producción y consumo. La evolución de las curvas de producción y de consumo de gas natural de EEUU, revela que el déficit se ha ido reduciendo, pasando de los cerca de cuatro billones de pies cúbicos de principios de siglo a poco más de un billón, como promedio en los últimos cinco años, llegando inclusive a ser apenas de 0,37 billones en 2015 (gráfico 3). Esta situación fue lograda gracias a la elevación de la productividad de los campos productores, aprovechando los períodos de elevados precios del petróleo, cuando la industria estadounidense desarrolló y aplicó nuevas tecnologías para la explotación de gas natural, entre las que destaca la producción de gas no convencional (*shale gas* y *tight gas*). De acuerdo al último pronóstico de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (IEA, por sus siglas en inglés), se estima que la producción de gas y petróleo de esquisto seguirán creciendo a elevadas tasas, sobre la base de la experiencia alcanzada

Gráfico 3
EEUU: Producción y consumo anual de gas natural (Bpc)



Fuente: U.S. EIA. Annual Energy Outlook Retrospective Review: Evaluation of 2016 and Prior Reference Case Projections, septiembre de 2017.

en la última década, que demuestra una mejora continua de la tecnología, una reducción de los costos y por la gran cantidad de recursos ubicados en una enorme área de 1,3 millones de kilómetros cuadrados. Esa entidad, por ejemplo, espera que la contribución a la oferta de combustibles líquidos provenientes del petróleo de esquisto y de plantas de gas de esquisto, sea en 2023 un 35% más que en 2017 (IEA 2018).

La IEA, prevé en su último documento de perspectivas de febrero de este año que, la elevada tasa de crecimiento de 4% del período 2005-2015, será superada por una tasa esperada de 6% entre 2017 y 2020, para luego caer a un 1% anual en los próximos treinta años, hasta 2050. En los primeros años de esa proyección, señala, la producción estará basada en una creciente demanda de gas, en la inversión en grandes proyectos de producción de gas y en el desarrollo de terminales de licuefacción para la exportación de gas de bajos precios (EIA 2018).

Los avances de la industria del gas natural también han permitido a los EEUU reducir notablemente su déficit comercial de este producto: mientras sus importaciones por gasoductos han bajado desde poco más de 100 mil millones de metros cúbicos a mediados de la pasada década, a sólo 80 mil millones en 2017, sus exportaciones por la misma vía se han triplicado en el mismo período; como consecuencia, sus importaciones netas han caído a menos de 15 mil millones de metros cúbicos anuales. En este caso, se trata de comercio con México y Canadá; país, éste último, con el que mantiene todavía un comercio deficitario (cuadro 8).

El caso más destacado, sin embargo, es el del comercio de GNL, donde los flujos se han invertido completamente: mientras en 2005 las importaciones superaban los 17 mil millones de metros cúbicos y las exportaciones no llegaban a los dos mil millones, en 2017 las importaciones sólo fueron de 2,2 mil millones y las exportaciones alcanzaron la cifra récord de 17,4 mil millones de metros cúbicos, por lo que la balanza comercial en este rubro se tornó superavitaria por segundo año consecutivo. Otro aspecto relevante de esta evolución es la diversificación de los destinos del GNL: inicialmente —en 2001— sólo se exportaba a Japón, pero desde 2014, se amplió la venta a otros países como Brasil y otros de Europa, África, Medio Oriente y Asia Pacífico (cuadro 8).

Cuadro 8

EEUU: Comercio exterior de Gas Natural (MMMm³)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasoducto									
Exportaciones	20,28	30,34	40,7	45,1	44,4	42,3	49,7	60,3	66,1
Importaciones	104,21	93,25	88,1	83,8	78,9	74,6	74,4	82,5	80,7
Import. Netas	83,93	62,91	47,4	38,7	34,5	32,3	24,7	22,2	14,6
GNL									
Exportaciones	1,84	1,64	2	0,8	0,1	0,4	0,8	4,4	17,4
Importaciones	17,87	12,23	10	4,9	2,7	1,7	2,6	2,5	2,2
Import. Netas	16,03	10,59	8	4,1	2,6	1,3	1,8	-1,9	-15,2

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, varios años.

En los últimos años, fenómenos como el crecimiento económico de China han disparado la demanda de gas natural. Además, este país ha establecido nuevas directrices para el desarrollo de su sector energético en las que incluye metas que toman en cuenta la transición a una matriz menos contaminante. Así, la Ley y el Plan 2012.

El gigante asiático tendría planeado llegar a consumir alrededor de 400.000 millones de metros cúbicos en 2024 (Guthrie, 2018) y hasta 623.000 millones de metros cúbicos en 2040 (BP, 2018), frente a los 213.000 millones de metros cúbicos consumidos en 2016 (BP, 2018). El incremento de la demanda de gas natural en China, establecido en el 13° Plan Quinquenal de Desarrollo 2016-2020, se refleja en el objetivo de alcanzar una participación del gas en la matriz energética del 10%, frente al 5,9% actual (McCrackwen, 2018). Uno de los rubros que tendrán gran protagonismo en ese objetivo será la electrificación, como consecuencia del desarrollo económico y la modernización del país, lo que se traduciría en mayor demanda de gas natural (Guthrie, 2018).

Pero el aumento de la demanda no podría ser cubierto por el incremento de la propia producción nacional, por lo que se abriría un amplio mercado para las

importaciones desde otros países. Mientras la producción local aumentó a una tasa de poco más de 7% anual, en 2016 la demanda habría crecido a una tasa de 17% y se espera que en este año se eleve en, por lo menos, un 10% (McCrackwen, 2018). Aunque las importaciones de gas natural por gasoductos en 2017 se incrementaron poco más de 3,6%, llegando a 39,4 mil millones de metros cúbicos, las importaciones de GNL saltaron desde 34,3 mil millones de metros cúbicos para 2016 a 52,6 mil millones para 2017, es decir, en más de 53% (BP, 2018). Así, China estaría pensando importar gas natural en volúmenes enormes: un total de 98 mil millones de metros cúbicos de Rusia a través de tres ductos que elevarían la capacidad de importación de gas a 165 mil millones de metros cúbicos (McCrackwen, 2018).

Ahora bien, como ha venido sucediendo en todo el mundo, la mayor utilización del gas, en muchos casos como sustituto del petróleo, ha sido favorecido por el procesamiento y exportación de Gas Natural Licuado (GNL), debido a la mayor facilidad que significa respecto a la exportación por gasoductos, en el caso de China se apuesta a que la mayor demanda proveniente del mayor crecimiento económico y a las dificultades todavía presentes en la infraestructura —especialmente al elevado costo financiero que implica la construcción de gigantescos gasoductos—, sea cubierta por la importación de GNL. Para garantizar la provisión de GNL, principalmente en ciudades en las que la construcción de gasoductos no resultaría rentable, el país tendría en curso de construcción y en proyectos ocho nuevas plantas de gasificación con una capacidad anual de tratamiento de 19,2 miles de millones de toneladas [WEA, 2018], equivalentes a 25,9 mil millones de metros cúbicos.

Con todo, se presentan algunas situaciones contradictorias: a pesar de que el gas natural se considera un sustituto óptimo del carbón la diferencia de precios, las dificultades en infraestructura y el déficit de la oferta respecto a la velocidad del crecimiento económico e industrial, atentan para el mantenimiento y hasta el incremento esporádico de la producción de carbón (McCrackwen, 2018).

La situación en el Brasil

En el caso del Brasil, ha habido cambios relevantes en su mercado energético, derivados no sólo del impulso que le dio el crecimiento de la economía en general a la consolidación de la explotación de sus fuentes energéticas, sino también de la adopción de políticas dirigidas a alcanzar soberanía energética y a asumir un desarrollo sostenible más amigable socialmente y con el medioambiente.

La matriz energética de Brasil destaca por la importante participación de las energías renovables: 41% para 2015, que contrasta con lo que sucede en la región sudamericana, donde la participación de las energías renovables en la oferta primaria sólo llegaba a un 23% del total, y especialmente con Bolivia, donde cerca del 94% de la oferta estaría constituida por fuentes fósiles como petróleo, gas y carbón mineral (Guzmán 2017). Es importante, también, señalar que, al interior de la oferta de energía de Brasil, es el grupo de energías renovables la que tiene un crecimiento más acelerado (cuadro 9).

Cuadro 9

Brasil: Oferta interna de energía (en millones de tep y porcentajes)

	2014	%	2015	%
Renovables	121	39%	123	41%
Energía Hidráulica	35	11%	34	11%
Biomasa de caña	48	16%	51	17%
Carbón Vegetal	25	8%	25	8%
Lixivia y otras	12	4%	14	5%
No renovables	185	61%	176	59%
Petróleo y derivados	120	39%	112	37%
Gas natural	41	14%	41	14%
Carbón mineral	18	6%	18	6%
Uranio	4	1%	4	1%
Otras no renovables	2	1%	2	1%
Total	306	100%	299	100%

Fuente: EPE. Balanco Energético Nacional 2016, junio de 2016.

Cuadro 10

Brasil: Generación eléctrica por fuente de energía (en porcentajes)

	2007	2010	2016
No renovables	12%	15%	20%
Gas natural	3%	7%	10%
Renovables	88%	85%	80%
Hidráulica	84%	78%	66%
TOTAL	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia con base en EPE. Balanco Energético Nacional 2017 año base 2016, 2017.

Como se puede apreciar en el cuadro 10, las energías renovables tienen un predominio absoluto en la generación de electricidad. Pese a la reducción observada en la última década en la participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica, ésta se ha mantenido por encima del 80%; en este marco, destaca la participación de la energía hidráulica que mantuvo en la última década una participación de 70%, sustituida en parte por el crecimiento de otras fuentes como la eólica y el bagazo de caña.

Numerosos análisis apuntan a que, en el futuro, esta tendencia se irá consolidando, debido a la enorme potencialidad de Brasil en fuentes renovables. Así se señala que la capacidad potencial de la producción de energía hidráulica sería de 126 mil MW, aunque por regulaciones ambientales y sociales sólo se considera un potencial de 77 mil MW (EPE 2007).

Del mismo modo, su potencialidad en la generación de energía solar sería enorme y estaría potenciada por la presencia de grandes reservas de silicio —materia

prima para la elaboración de paneles fotovoltaicos. Esto ya se habría reflejado en el crecimiento de la producción de energía solar.

A esta condición natural, se sumarían los cambios legales e institucionales promovidos en los años recientes para fomentar la generación de energía eléctrica por parte de agentes micro y pequeños y en domicilios, comercios e industrias que pueden conectarse a la red. Esas modificaciones regulatorias favorables serían, por ejemplo, aquellas que permiten la compensación de la energía excedente producida por sistemas menores. Un análisis especializado apunta: “En el caso de la generación distribuida, la normativa contempla e incentiva la instalación de sistemas en domicilios, comercios e industrias, los cuales pueden conectarse a la red, reducir su consumo de energía, así como obtener créditos por su aporte a la red. Además, es posible crear condominios entre usuarios para compartir el excedente” (ADS 2017).

Así, se informa que en 2017 la generación distribuida se habría triplicado (ADS 2017) y en 2016 la micro y mini generación distribuida habrían generado 104 GWh con una capacidad instala de 72,4 MW, destacando la fuente solar fotovoltaica (EPE 2017).

Finalmente, se debe señalar el caso extraordinario de la generación eólica que en la última década se ha multiplicado por veintisiete veces: mientras en 2010 se había generado 1.238 GWh, en 2016 se llegó a generar 33.489 GWh (EPE 2017).

Un pronóstico de la BP señala que la situación energética de Brasil hacia el 2035 sería la de su consolidación como un exportador neto, debido a que su producción de energía crecería más que su consumo de energía, los combustibles fósiles como fuente primaria se establecerían en un 50% y las energías renovables crecerían a una tasa elevada de 4,8% anual, especialmente la eólica que desplazaría al gas natural como fuente para la generación eléctrica (ADS 2017).

En este proceso de transición energética emprendido por Brasil, cabe analizar el papel que juega el gas natural como una fuente de energía primaria importantísima, especialmente, porque se ha constituido en un sustituto óptimo del petróleo y sus derivados.

Cuadro 11
Brasil: Oferta Interna de energía primaria (en porcentajes del total)

	Petroleo	Gas Natural	Carbón vapor	Carbón metálico	Uranio	Hidráulica	Leña	Caña	Otros	Total
2000	46%	6%	1%	5%	1%	14%	13%	11%	2%	100%
2005	40%	9%	1%	5%	2%	13%	13%	14%	3%	100%
2014	38%	14%	3%	3%	1%	11%	9%	17%	5%	100%
2016	34%	13%	3%	3%	2%	12%	8%	19%	6%	100%
2017	33%	14%	3%	3%	2%	12%	9%	19%	7%	100%

Fuente: EPE. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - CONSOLIDADO, varios años.

Comenzamos señalando que, dentro de la oferta energética primaria, el gas natural ha ido adquiriendo importancia en la última década. Como se observa en el cuadro 11, de constituir apenas el 6% de la oferta total a principios del presente siglo, desde 2014 ha alcanzado el 14% de la oferta. El incremento de su participación ha corrido paralelo a la disminución relativa del petróleo, del carbón y de la leña, pero coincidiendo con el incremento de otras fuentes como el del bagazo de caña y otros.

Sin embargo, se debe considerar que en términos absolutos la oferta de combustibles fósiles ha aumentado, principalmente a partir del incremento de la producción nacional. Así, por ejemplo, en el caso del petróleo, la producción nacional subió desde 63,8 millones de tep en 2000 hasta los 135,9 millones de tep en 2017; del mismo modo, el gas natural producido nacionalmente pasó de 13 millones de tep a 39 millones en el mismo período.

Cuadro 12

Brasil: Consumo de la oferta interna de gas (en miles de tep)

	2000	2005	2014	2016	2017
Transformación*	2.873	6.882	22.134	16.463	18.494
Consumo final	7.115	13.410	18.822	18.868	19.111
Pérdidas y ajustes	267	233	416	238	333
TOTAL	10.256	20.526	41.373	35.569	37.938

(*) Incluye consumo para generación eléctrica.

Fuente: Elaboración propia con base en EPE, Balances Energéticos varios años.

De la oferta total de gas natural, la economía destina actualmente poco más del 48% a la transformación, es decir como insumo de plantas de generación eléctrica, plantas de gas y otro tipo de transformaciones (cuadro 12). Este porcentaje es un 70% más alto que el que se destinaba a principios de siglo; esto revela una menor difusión en el uso final como combustible por parte de los sectores económicos, coincidente con la electrificación mayor de la economía, pero, además, una mayor demanda de gas en lugar de petróleo y derivados para generar electricidad debido a su menor impacto medioambiental.

Por su parte, el consumo final de gas natural se concentra en los sectores Industrial y Eléctrico que suman más del 87% de la demanda. En el caso de la industria de generación eléctrica, el gas natural se destina tanto a las plantas termoeléctricas del sistema integrado como a termoeléctricas de consumidores libres y autoproductores, en una relación de 80% a 20%, respectivamente (cuadro 13).

En el balance de gas natural del Brasil, se puede observar el incremento importante de la oferta proveniente de la producción local: de 42,87 MMm³ diarios en 2012 a 60,46 MMm³ diarios en 2017. Este incremento, sin embargo, es mayor si se toma en cuenta los valores de la producción bruta y no sólo la oferta neta: en 2012, se habría producido localmente 70,6 MMm³, cifra que subió hasta los 109,9 MMm³

Cuadro 13

Brasil: Demanda de Gas Natural por sectores (porcentajes)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Industrial	56,0%	45,8%	43,3%	44,2%	50,9%	47,7%
Automotivo	7,1%	5,6%	5,0%	4,9%	6,2%	6,3%
Residencial	1,2%	1,1%	1,0%	1,0%	1,4%	1,4%
Comercial	1,0%	0,8%	0,8%	0,8%	1,0%	0,9%
Generación eléctrica	30,7%	43,9%	47,2%	46,5%	36,9%	40,0%
Cogeneración	3,9%	2,7%	2,6%	2,5%	3,0%	3,1%
Otros (incluye GNC)	0,1%	0,1%	0,2%	0,0%	0,7%	0,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Minas e Energia. Boletim mensal de acompanhamento da industria de gas natural. No 130, dez 2017.

diarios (cuadro 14). La diferencia entre esos valores está dada principalmente por el elevado y creciente nivel de reinyección: 14% en 2012 y 25% en 2017.

Cuadro 14

Brasil: Balance de Gas Natural (en millones de m³/d)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Producción nacional neta	42,87	48,57	52,17	52,15	52,40	60,46
OFERTA NACIONAL	42,87	48,57	52,17	52,15	52,40	60,46
Importación de Bolivia	27,54	31,75	32,83	32,03	28,33	24,33
Importación de Argentina	–	0,16	0,18	0,46	–	–
Regasificación de GNL	8,50	14,56	19,92	17,94	3,81	5,05
OFERTA IMPORTADA	36,04	46,47	52,93	50,43	32,13	29,37
OFERTA TOTAL	78,91	95,05	105,10	102,58	84,54	89,83
Consumo gasoductos y otros	3,88	3,70	5,83	3,94	4,28	4,27
DEMANDA TOTAL	75,03	91,34	99,26	98,63	80,26	85,56

Fuente: Ministerio de Minas e Energia. Boletim mensal de acompanhamento da industria de gas natural. N° 130, dez. 2017.

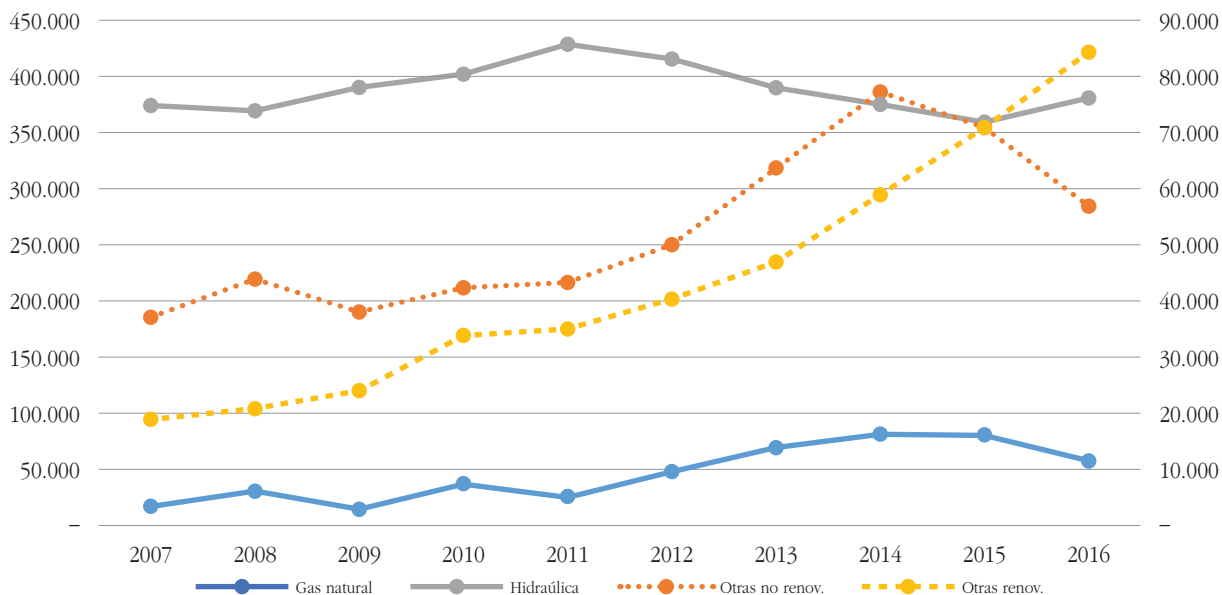
El crecimiento de la producción nacional de gas natural en el Brasil está asociado también al aumento de las reservas certificadas del recurso: en 1997, según la BP, las reservas alcanzaban sólo a 6,7 trillones de pies cúbicos, pero desde el año 2007, contaría con 13,5 trillones, cantidad que se ha mantenido hasta 2017.

La oferta importada de gas natural ha caído en los últimos dos años, después de un crecimiento sostenido que encontró su mayor nivel en 2014; la reducción en los dos últimos años, particularmente en 2017, llegó a representar poco más de un 45% menos del volumen de ese año de mayor demanda (cuadro 14). Se ha informado que la caída en la importación de gas por parte de Brasil se debió a razones vinculadas con su capacidad hidroeléctrica, es decir ligadas con la estacionalidad de las lluvias;

sin embargo, está claro que también tiene que ver con los cambios introducidos en su política energética, orientados a la utilización de sus propias fuentes, tanto de hidrocarburos como de fuentes renovables.

Gráfico 4

Brasil: Generación eléctrica por fuente de energía (GWh)



Fuente: Elaboración propia con base en EPE. Balanco Energético Nacional 2017 año base 2016, 2017.

En efecto, como muestra el gráfico 4, la menor demanda de gas natural por parte de Brasil en algunos años, se debió —como puede observarse en el gráfico precedente—, entre otras causas, a la mayor capacidad de generación eléctrica mediante fuentes no renovables como la eólica y el bagazo de caña, especialmente a partir de 2014, cuando estas fuentes no renovables sustituyeron parcialmente la provisión desde fuentes fósiles como el diésel y el fuel oil que solían complementar al gas natural como insumo para la generación eléctrica en momentos en que se producía una reducción de la generación hidráulica.

Finalmente, Brasil ha ingresado con mucha celeridad al mercado del GNL en el último quinquenio. De acuerdo a información oficial, las importaciones de GNL se han incrementado, de modo que mientras en 2012 contribuían con un promedio de 8.5 MMm³/d a la oferta total, en 2017 llegaron a la cifra récord de 17.94 MMm³/d, aunque cayeron hasta los 5 MMm³/d para 2017; sin embargo, también en este caso, se debe considerar que la demanda tiene un carácter estacional, pues hubo meses en los que la importación de GNL fue considerablemente mayor al promedio anual: de agosto a noviembre, se importó un promedio diario de 9.8 MMm³/d. Esta situación revela, en cierto modo, la tendencia del mercado brasileño del gas, de recurrir con más frecuencia a la demanda de volúmenes flexibles aunque a precios más altos que

los del contrato de largo plazo de importación desde Bolivia, debido a la dinámica de su producción de energía eléctrica a través de otras fuentes y a condiciones de estacionalidad del clima.

Cuadro 15 Terminales de regasificación en Brasil

	Capacidad de regasificación MMm ³ /d	Volumen de almacenamiento Mn ³ GNL	Inicio de operaciones
Baía de Guanabara - RJ	20	171	Abril de 2009
Puerto de PECÉM - CE	7	127	Enero de 2009
TR Nahía - BA	14	136	Enero de 2014
TOTAL	41	434	

Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Minas e Energia. Boletim mensal de acompanhamento da industria de gás natural, diciembre 2017.

Para la importación de GNL, Brasil ha establecido desde 2009 tres terminales de regasificación, con una capacidad total de 41 MMm³/d, es decir, mayor a la capacidad de los gasoductos de importación que es de poco menos de 33 MMm³/d. Estas terminales, además, tendrían una capacidad de almacenamiento equivalente a la importación de diez días (cuadro 15).

Cuadro 16 Precios de GNL (en dólares por MMBtu)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GNL en Japón ¹			14,06	7,90	6,08	7,30
GNL de Indonesia en Japón	18,15	17,34	16,99	11,01	7,44	8,00
GNL en Brasil ²	12,58	14,23	14,89	13,86	6,45	6,86

(1) Precio convertido para Delivery Ex Ship

(2) Precio FOB

Fuente: Ministerio de Minas e Energia. Boletim mensal de acompanhamento da industria de gás natural, diciembre 2017.

El cuadro 16 muestra los precios a los que ha estado importando GNL el Brasil, comparados con los que rigen en el mercado de Japón que es el más grande a nivel global. Se puede apreciar que los precios de las importaciones de Brasil en la década fueron menores que los del GNL indonesio vendido al Japón, pero mayores que los del GNL exportado a ese país asiático desde otros lugares; empero, en los dos últimos años la brecha se ha acortado y hasta se ha revertido, con el añadido de que el precio *delivery ex ship* no incluye, como lo hace el precio FOB, los pagos de derechos aduaneros, por lo que, sumándolos, resultarían más altos.

Las perspectivas de la exportación del gas boliviano al Brasil

Las cosas han cambiado desde 1999, año en que comienza a ejecutarse el convenio de exportación de gas boliviano al Brasil. En ese momento, la política de hidrocarburos del país orientada a la monetización acelerada de las reservas de recursos naturales para enfrentar la inminente crisis económica, en particular la crisis fiscal, coincidía con el interés del Brasil de dotarse de una fuente energética de magnitud que complementase su propia capacidad interna, para proveer a la creciente industria y a la generación eléctrica, tan dependiente de la generación hídrica.

El Contrato de Compra Venta de Gas Natural entre Petrobrás S.A. y YPF, firmado en Rio de Janeiro en agosto de 1996, aunque resultaba ser la culminación de una serie de negociaciones que empezaron en 1991. En 1993 ya se firmó un contrato que luego fue modificado —entre 1994 y 1995— con varias adendas y prórrogas.

El contrato establecía la provisión por parte de YPF de 8 MMm³ diarios, volumen que se elevaría posteriormente hasta los 16MMm³. Posteriormente, se incrementó el volumen máximo hasta 30,08 MMm³ diarios. El contrato se basa en las fórmulas del *take or play* y el *delivery or pay*, que establecen obligaciones para el vendedor y el proveedor de garantizar la provisión y la solicitud de volúmenes mínimos bajo el riesgo de ser penalizados de no hacerlo. El plazo del contrato era de 20 años, desde el inicio del suministro y prorrogables según acuerdo de las partes.

Definía el producto de exportación como una “mezcla de metano y otros hidrocarburos y gases no combustibles” y que tendría un poder calorífico de 9.200 kcal/m³, es decir, se establecía la entrega de un gas rico compuesto no sólo de metano que tendría un poder calorífico de 8.900 kcal/m³, sino de otros hidrocarburos líquidos asociados; esta disposición resultó perjudicial para los intereses bolivianos y se corrigió tardía y parcialmente en diciembre de 2009, en una adenda que determinó el pago por parte de Brasil de los licuables enviados a partir de mayo de 2007, con un valor aproximado de entre 100 y 180 millones de dólares anuales.

En sus cláusulas establecía la conformación de un Comité de Gerencia encargado de la interpretación y solución de todos los asuntos relativos al cumplimiento del contrato, tales como la construcción y financiamiento del gasoducto y la conformación de compañías de transporte. En el ámbito del transporte, además de determinar el financiamiento del gasoducto mediante una fórmula de pago anticipado de las tarifas por parte de Brasil por el uso del gasoducto en la parte boliviana, estableció la propiedad y administración de las dos partes del mismo: la que quedaba en territorio boliviano a cargo de una compañía nacional y, consecuentemente, la parte que corría por territorio brasileño a cargo de una compañía transportadora de ese país.

En todos los sentidos, era un contrato que determinaba el monopolio de ambas empresas estatales, de la provisión del gas, de la compra y del transporte; esto es, del acceso y uso del gasoducto.

Las circunstancias de la firma del contrato, fueron especiales: aunque se trataba de un contrato de largo plazo, el vendedor, Bolivia, no contaba con las reservas certificadas que garantizaban el total del suministro en el plazo fijado, que llegaba

a los 7 Tcf, sino menos de la mitad. Brasil accedió a esta situación, no sólo porque necesitaba de manera urgente la provisión de gas, sino porque negoció con el gobierno boliviano favorablemente la cesión del campo San Alberto, que no tenía las reservas certificadas, pero que contaba con reservas físicas de magnitud según los técnicos y exautoridades de YPF.

Durante la vigencia del contrato, entonces, se otorgaron concesiones entre las partes que favorecieron sus intereses circunstanciales: se entregó a Petrobrás un mega-campo hidrocarburífero en días previos a la firma del contrato, se renegoció los precios favoreciendo a Bolivia, se ampliaron los volúmenes, inclusive incorporando por un tiempo una provisión adicional para plantas brasileñas en Cuiabá, se reconoció el valor de los licuables y, en general, se solucionaron de manera amigable todas las diferencias a lo largo de los veinte años. Todo esto revela que, además de las condiciones y oportunidades económico-técnicas, prevaleció una relación amistosa entre los gobiernos, probablemente por su afinidad política, principalmente desde el año 2006, lo que facilitó su conclusión sin mayores contratiempos, permitiendo el aprovechamiento de un producto de calidad a precios bajos, por un lado, y la obtención de elevadas rentas fiscales gracias a la vinculación del precio del gas con el del petróleo, que tuvo un ciclo largo de elevadas cotizaciones.

En la actualidad, las condiciones han cambiado no solamente por el contexto nacional en los dos países, sino, como hemos visto en los acápite anteriores, por las tendencias en el mercado internacional del gas natural y, en general, en el de la energía.

Para lo que nos interesa en este artículo, las circunstancias prevalecientes actualmente en Brasil —y que determinan las posibilidades para la negociación de un nuevo contrato de exportación de gas boliviano al Brasil.

El crecimiento económico, en particular el de su industria y la expansión de la generación de electricidad, plantean la probabilidad de que la demanda de energía en Brasil siga creciendo a tasas importantes. Pese a que en los últimos años, en particular 2015, la oferta y consumo de energía había bajado levemente, la tendencia general es de un incremento constante en la demanda de energía. Para enfrentar esa situación, Brasil cuenta con nuevas reservas de hidrocarburos, principalmente por el descubrimiento e inicio del desarrollo del Pre-sal, ha aumentado sostenidamente la capacidad de generación hidroeléctrica, posee una importante potencialidad para genera energía solar y eólica que, como vimos en las estadísticas, ha empezado a aprovechar, finalmente, se debe mencionar que aunque en los últimos años se incrementó levemente, durante una década logró mejoras en la eficiencia energética gracias a muchas políticas implementadas desde el gobierno federal, traducidas en la reducción de su intensidad energética⁵.

⁵ La intensidad energética del sistema brasileño habría caído durante el período 1999-2009 de 0,76 a 0,67, y sólo desde 2010 aumentó hasta 0,71 para 2014; pese a ello sigue estando por debajo del promedio regional de 0,80 (ADS 2017).

Bajo estas nuevas condiciones, para muchos funcionarios y analistas, la negociación de un nuevo contrato de exportación de gas boliviano a ese país, presentaría dificultades y no podría, de ninguna manera, mantener las formas y condiciones favorables del contrato que vence el próximo año.

La situación habría cambiado favorablemente para Brasil, principalmente por el descubrimiento y desarrollo de reservas de petróleo y gas natural (en 2017 13,5 Bpc, mayores a las actuales reservas de Bolivia de 9,5 Bpc), tanto *offshore* como *onshore*, lo que plantearía la posibilidad de demandar menos hidrocarburos desde el exterior, por lo menos en el largo plazo. Otra área de potencialidades energéticas, sigue siendo la de las energías renovables, especialmente de los bio-combustibles. Aunque la producción de petróleo ha sido favorable, el elevado volumen de importaciones de derivados estaría llamando la atención sobre la necesidad de mejorar la capacidad interna de refinación.

En ese sentido, los cambios institucionales y financieros en Petrobrás, que han afectado sus atribuciones y responsabilidades en el sector, abrirían varias posibilidades de desarrollo: por un lado, permitiría el ingreso de nuevos agentes privados, tanto para desarrollar las reservas como para mejorar la capacidad de transporte y distribución dentro del Brasil y, por otro, posibilitaría inversiones en el desarrollo de infraestructura, principalmente de distribución.

Para impulsar el aumento de las reservas y producción de hidrocarburos está vigente desde 2009 la política de concesionar bloques de exploración y explotación. Lo que es una novedad es que la disminución del protagonismo de Petrobrás, debido a los cambios en sus atribuciones legales y por el proceso de reestructuración a la que ha sido sometida y que se aceleró con el escándalo del Lava Jato en los últimos años. En ese sentido, según la ANP existirían 327 bloques bajo concesiones (ANP 2018) y este año se habría realizado la 15ª Ronda de Licitaciones de Bloques para Exploración y Producción de Petróleo y Gas, ofreciéndose setenta bloques en cuencas sedimentarias marítimas con una superficie de 95,5 mil km², previéndose otras tres más hasta el año 2021. En estas licitaciones la empresa estatal Petrobrás participa en asociación con empresas extranjeras⁶.

Asimismo, el Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 del Ministerio de Minas y Energia, establece el crecimiento de la oferta interna de energía de 288 millones de tep a 351 millones de tep entre 2016 y 2026, a una tasa anual de 2%. Para alcanzar esa meta se prevé elevar la producción primaria a una tasa anual de 5,6%, destacándose el crecimiento de la producción de petróleo en 7,4% y del gas en 5,8%. A ese ritmo, se estima que en 2026 Brasil sextuplicaría el volumen de petróleo que exportó en 2016 y que pasaría a ser un exportador neto de gas natural. Consecuentemente, el plan prevé que la oferta total de energía eléctrica se eleve desde los 619 TWh hasta los 896 TWh en el mismo período.

⁶ En la 15ª Ronda, por ejemplo, en seis de siete bloques que se adjudicó participa en asociación con empresas como Exxon, Shell, Statoil y Qatar; en cuatro de los contratos tendría una participación minoritaria) <http://www.investidorpetrobras.com.br/es/comunicados-y-hechos-relevantes/hecho-relevante-resultado-de-la-15%C2%AA-ronda-de-licitaciones-de-anp>)

En este escenario, la política más importante referida al gas natural es el proyectado Programa Gás para Crescer del Ministerio de Minas e Energia, que sigue siendo elaborado para su aprobación por el Congreso. Dicho programa pretende ejecutar todas las reformas necesarias para impulsar el crecimiento y modernización del mercado del gas natural, eliminando definitivamente el monopolio “de facto” que Petrobrás siguió ejerciendo a pesar de las numerosas reformas legales de pasados años. Considera que el fortalecimiento de la generación eléctrica requiere el incremento de la termoelectricidad basada en el uso del gas natural, pues la penetración de las fuentes no renovables todavía no garantizaría la seguridad energética y, más bien, debería aprovecharse el desarrollo del Pre-sal y el pujante mercado de GNL. Por todo ello, se propone una serie de acciones: *i*) revisar el marco legal para atraer más inversiones en la exploración y producción de petróleo y gas natural; *ii*) perfeccionar la estructura tributaria del sector y promover la competencia en el mercado; *iii*) promocionar la diversificación de agentes comercializadores y la desregulación tarifaria del transporte; *iv*) transparentar la formación de precios; *v*) fortalecer la gobernanza del sector, en especial en la coordinación de las actividades de transporte y en la apertura de los mercados en los segmentos de distribución; *vi*) realinear la planificación sectorial de gas natural y del sector eléctrico, para permitir la expansión de las redes y una mayor convergencia posible en el uso del gas natural para generación termoeléctrica (Ministerio de Minas e Energia 2017).

Este programa está siendo demandado con mayor fuerza por parte de los sectores empresariales que, con los cambios políticos impulsados por el gobierno que sustituyó a la presidenta Dilma Rousseff, han cobrado más protagonismo y poder. En efecto, la Confederacao Nacional da Industria del Brasil (CNI), se ha manifestado exigiendo la realización de las reformas señaladas en el Programa Gás para Crescer señalando la urgencia de eliminar las distintas barreras que impiden el desarrollo del mercado, entre ellas la falta de libre acceso al transporte todavía controlado por Petrobrás, las regulaciones para la exploración hidrocarburífera por razones medioambientales, en especial a la exploración de gas no convencional y a los efectos nocivos de la “dependencia” externa en la provisión de gas, refiriéndose a la importación desde Bolivia. En resumen, las metas principales identificadas por el gremio empresarial serían: en el corto plazo la implementación de un ambiente de negociaciones que facilite la diversificación de agentes en la comercialización y en el largo plazo, la reversión de la dependencia externa de la provisión (CNI 2018).

Consecuentemente, las previsiones de política y las demandas empresariales descritas, se han concretado en los últimos meses en anuncios y opiniones relativas a las perspectivas de renovación del contrato de exportación de gas boliviano a Brasil. Así, el mencionado ejecutivo de la ANP, señalaba en 2017 que Petrobrás podrá seguir negociando la compra de gas boliviano, pero junto con compañías privadas que están interesadas —y habilitadas legalmente— en importar ese energético, bajo la coordinación de la ANP que tiene la autoridad para conducir las licitaciones para el transporte.

En Bolivia se ha difundido una serie de análisis sobre las perspectivas de un nuevo contrato de exportación de gas, la mayoría de ellas centradas en las dificultades que supone la debilidad del sector hidrocarburífero nacional en la actualidad y especialmente en la inexistencia de reservas probadas certificadas suficientes para garantizar un contrato de largo plazo y volúmenes semejantes al GSA. De todos ellos, uno publicado en medios de comunicación de circulación nacional llama la atención por las hipótesis que lanza⁷.

Según el mismo, las perspectivas serían las del cumplimiento de una “estrategia” de Petrobrás encarnada en la firma de un nuevo contrato con mayores volúmenes, pero con menores precios, bajo el supuesto —irreal y tendencioso— de que Brasil podría prescindir del gas boliviano y con el propósito de imponer como precio de compra en Henry Hub; esa estrategia sería un diseño compartido por el gobierno brasileño y las empresas transnacionales. El autor sustenta esta última suposición apoyado en un análisis de una consultora estadounidense que concluye que, a partir del crecimiento de los flujos de GNL en el mundo, de intentos de varios países para eliminar la indexación del precio del gas al del petróleo y por experiencias en los que ya se habrían transado ventas basadas en el precio Henry Hub, “el mercado de LNG se está volviendo cada vez más un mercado de commodities en el que los precios del Henry Hub empiezan a influir en todos los otros mercados” (Santillana 2016).

Como el principal y novedoso supuesto es el de la sustitución del precio del gas boliviano fijado según el contrato GSA por el precio Henry Hub, producto de una manipulación conviene ver cuáles han sido el comportamiento y los niveles del precio del gas boliviano exportado a ese país.

Si bien desde 2007 el precio regulado del gas boliviano mostró un incremento importante, debido a las condiciones imperantes en el mercado internacional del petróleo a cuyo precio está indexado, a partir de 2013, como efecto de la volatilidad del petróleo y de los derivados que forman la canasta de precios de referencia, el mismo ha venido sufriendo sucesivas reducciones sucesivas que lo han ido acercando al precio promedio anual del mercado spot de Henry Hub. Como lo muestra el siguiente cuadro, mientras en 2012 el precio del gas exportado a Brasil representaba 3,3 veces el precio Henry Hub, en 2017 esa relación cayó a sólo 1,3 veces (cuadro 17).

También se debe considerar que el nivel del precio del gas boliviano, que normalmente se compara con los precios spot de Henry Hub, no corresponde a los precios para los consumidores finales y ni siquiera al precio puesto en Sao Paulo. Los precios del anterior cuadro corresponden a los precios fijados según la fórmula del contrato y que se establecen para el producto entregado en la estación de Río Grande en territorio boliviano. Para tener idea de la magnitud real de los precios finales del gas bolivianos en mercado brasileño, al precio en Río Grande hay que sumarle más o menos 1,79 dólares por MMBtu, por conceptos de compresión y

⁷ Cuenta regresiva para el nuevo contrato de venta de gas al Brasil, en <http://www.lostiempos.com/oh/actualidad/20170403/cuenta-regresiva-nuevo-contrato-venta-gas-al-brasil>

Cuadro 17
Precios de exportación de gas natural boliviano y precio Henry Hub
(En MMBtu)

	Argentina	Brasil	Mercado Interno	Henry Hub
2000	1,00	1,51	0,8	4,23
2005	2,54	2,59	0,96	8,79
2010	7,27	6,03	1,23	4,39
2011	9,33	7,67	1,17	4,01
2012	10,91	9,24	1,11	2,76
2013	10,38	9,08	1,11	3,71
2014	10,10	8,43	1,16	4,35
2015	6,20	5,39	1,11	2,60
2016	3,52	3,12	1,07	2,46
2017	4,84	3,89	1,10	2,96

Fuente: Elaboración propia con base en información de Fundación Jubileo y BP Statistical of World Energy 2018.

transporte, para tener el precio *city gate* Sao Paulo. Así el precio promedio de 3,89 \$us/MMBtu de 2017, se elevaría hasta los 5,68 \$us/MMBtu en esa ciudad. Más aún, de acuerdo a información del Ministerio de Minas en su boletín de gas, los precios a consumidores finales podrían llegar a ser hasta cinco veces más que el precio en el ingreso a Sao Paulo.

Cuadro 18
Brasil: Precio de gas natural para consumidores finales
(con impuestos) a diciembre 2017

Segmento	Rango de consumo	R\$/m ³	\$us/MM Btu
Industrial (m ³ /d)	2.000	1,93	15,70
	20.000	1,68	13,70
	50.000	1,63	13,24
Residencial (m ³ /mes)	12	3,74	30,44
Comercial (m ³ /mes)	800	2,99	24,31
Automotores Distribuidoras		1,80	14,64
Automotores ANP		2,42	19,71

Fuente: Ministerio de Minas e Energia. *Boletim mensal de acompanhamento da industria de gás natural*, diciembre 2017.

Lo anterior quiere decir, entonces, que el precio de exportación del gas boliviano a Brasil no es mucho mayor que el Henry Hub, como para pensar que una prioridad de la eventual suscripción de un nuevo contrato sea la reducción del precio hasta el nivel del segundo. Por otra parte, la comparación de los precios de contrato con

los precios *city gate* en Sao Paulo y los precios para consumidores finales, permite observar que el problema del elevado nivel de precios que reclaman algunos sectores empresariales y de consumidores brasileños, tiene que ver fundamentalmente con los costos que se suman en el transporte y distribución al interior de su país, y no con la enorme diferencia entre el precio del gas boliviano y otros como el Henry Hub. Por ello, no sorprende que la demanda de, por ejemplo, la CNI apunte con especial atención a la reforma del sistema y la administración del transporte dominado hasta ahora por Petrobrás, que es, al mismo tiempo, el único importador del gas boliviano.

Respecto a las consideraciones sobre una tendencia hacia la “comoditización” del gas natural, podemos afirmar que si bien en los más grandes y dinámicos mercados de gas establecidos en Asia y Europa crece la presión hacia la fijación de un único precio como el Henry Hub que permitiese tratar al gas como otro commodity, en la región todavía el desarrollo del mercado GNL es incipiente, por lo que los contratos basados en el estado de la oferta y la demanda regional, orientados al desarrollo de la capacidad de producción, seguirán siendo por un tiempo la norma. Esto quiere decir que los precios seguirán fijándose en atención a aspectos como la localización, el tamaño del mercado y la disponibilidad de oferta. Obviamente, los agentes que demandan gas natural —por ejemplo en Brasil— presionarán por la liberalización del mercado y alentarán la concurrencia de mayores oferentes con prácticas más flexibles.

De este modo, podemos inferir, de las situaciones expuestas, que las perspectivas de un nuevo contrato de exportación de gas boliviano al Brasil, responderán ante todo a las condiciones impuestas en este país por la evolución de su matriz energética y por las recientes políticas estatales. Como se ha publicado en la prensa brasileña y la boliviana, la intención de las autoridades del país vecino es que la importación se reduzca a una mitad del volumen del actual contrato⁸ o que inclusive Petrobrás se limitaría a importar “su propia producción” (que alcanzó en los últimos años a poco más de 9 Mm³), lo que habría generado preocupación en ABEGAS, una asociación de empresas distribuidoras ante la posibilidad de incremento de los precios del gas en territorio brasileño⁹.

El mismo gobierno boliviano ha ratificado la estrategia brasileña sin que ésta haya sido anunciada oficialmente, sosteniendo varias versiones, pero con la misma idea de que un futuro contrato de exportación no mantendría el volumen del que termina el próximo año y que ya no sería Petrobrás el único comprador, sino que se negociaría con otras empresas interesadas. En junio de 2017, por ejemplo, el Ministro de Hidrocarburos, Luis Sánchez, estimaba que el volumen de un nuevo contrato con Petrobrás estaría en alrededor de 10 a 12 millones de metros cúbicos diarios, es decir, en un tercio del actual volumen contratado¹⁰. Las autoridades bolivianas,

⁸ Correo del Sur de 15 de septiembre de 2016, citando una investigación de Fhola de Sao Paulo.

⁹ PODER de 2 de junio de 2017 en <https://www.poder360.com.br/economia/petrobras-decide-nao-renovar-contrato-de-importacao-de-gas-da-bolivia/>

¹⁰ Bolivia Prensa de 4 de junio de 2017.

asimismo, informaron de negociaciones con representantes de empresas públicas de los estados de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul que también tendrían interés en la compra de volúmenes adicionales de GLP y Urea. Esa intención se habría llegado a un compromiso de la Gobernación del Estado de Mato Grosso para una futura exportación de 4 MMm³/d¹¹, acuerdo que sería firmado a fines de ese mes; en la misma fecha se sumaría la demanda del Estado de Mato Grosso do Sul para la compra de 3,4 MMm³/d, de los cuales 1,2 MMm³ serían para alimentar la termoeléctrica de Ladário-Corumbá y otros 2,2 millones de m³/día para la Unidad de Fertilizantes Nitrogenados (UFN III) de Três Lagoas¹².

En conclusión, las perspectivas de renovar un contrato de exportación que preserve algunas de las condiciones ventajosas del que concluye en 2019 son, en nuestro criterio, escasas, casi nulas.

En primer lugar, el país se enfrenta en condiciones menos ventajosas de las que prevalecían a finales de los años noventa, cuando se presentaba como el principal productor de gas del cono sur con reservas libres y cuando el Brasil enfrentaba escasez importante de fuentes energéticas. No se debe olvidar que la orientación de la política económica en Bolivia, iniciada en la época neoliberal y continuada durante el gobierno de Evo Morales, al estar dominada por el objetivo de obtención de rentas naturales —por lo que alienta la monetización acelerada de las reservas—, ha afectado el volumen de reservas de gas natural necesarias para garantizar contratos de exportación de largo plazo. En ausencia de una empresa estatal fortalecida (YPFB mediante sus dos empresas subsidiarias produce menos del 20% del gas natural) y como no existe la obligación para las empresas productoras de reponer las reservas consumidas, las posibilidades de incrementar las reservas probadas y la producción quedan en manos de las empresas transnacionales que operan en el país, las mismas que durante dos décadas aprovecharon la explotación de campos maduros. A ello debe sumarse que los incentivos otorgados sucesivamente por el gobierno desde 2010, no han surtido efecto sobre las decisiones de inversión de las empresas extranjeras; inclusive si se cumplieren las promesas de inversión anunciadas reiteradamente por el gobierno y algunos ejecutivos de ellas, el tiempo que llevaría obtener resultados reales excedería el plazo de la negociación con Brasil. En el lado opuesto, Brasil enfrenta un escenario más optimista pues cuenta con enormes recursos por desarrollar, ha desarrollado capacidad e infraestructura en varios rubros y, con los cambios políticos ocurridos, ha acelerado la privatización de su sector energético, lo que podría atraer inversión extranjera que fortalezca su posición energética.

A pocos meses de concluir el plazo de vigencia del contrato GSA, el gobierno parece haberse resignado a obtener condiciones similares al mismo. Las sucesivas declaraciones de las máximas autoridades sectoriales apuntan en ese sentido: los

¹¹ El Deber de 8 de enero de 2018.

¹² ABEGAS en <https://www.abegas.org.br/portal/2018/01/31/ms-sinaliza-intencao-de-ampliar-compra-de-gas-da-bolivia/>.

anuncios de negociaciones con los Estados de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul son una ratificación de que, aunque Petrobrás seguirá siendo el actor central de las relaciones bilaterales en este campo, los nuevos socios comerciales serán distintos por sus objetivos y por su importancia. Pero no sólo eso, la presión financiera y de la opinión pública, han obligado al gobierno a sugerir algunas salidas de emergencia que distraigan del problema central y les permita salir del paso en el debate sobre la insuficiencia de reservas probadas. Por ejemplo, han comunicado que el país estaría dispuesto a prolongar el contrato GSA por otros ocho años, basándose en la posibilidad de extensión del plazo que incluye el mismo contrato. Esta prolongación no implicaría incrementar el volumen total pactado, sino únicamente la prolongación de los envíos de volúmenes no nominados oportunamente por Brasil —alrededor de 2 Tcf—, lo que podría significar una exportación diaria de cerca de 19 millones de metros cúbicos en ocho años.

La otra opción mencionada recientemente, que podría tener implicaciones importantes es la relativa a una posible sociedad de YPFB con la empresa rusa Acron, que ya habría avanzado con la firma de un memorándum de entendimiento durante la reciente visita de Evo Morales a Rusia. La compañía rusa sería una productora de fertilizantes con operaciones en Rusia y Canadá, y estaría interesada, según versión del gobierno, a vender acciones a YPFB para operar como socia en la venta del 100% de la Urea producida en Bolivia¹³. Dos cosas llaman la atención de esta propuesta gubernamental: primero, una sociedad con una empresa extranjera que produce fertilizantes al igual que Bulo Bulo, significaría pactar con la competencia en momentos en que la empresa boliviana no alcanza ni siquiera a regularizar sus operaciones; segundo, llama la atención que el anuncio coincida con la información proveniente de Brasil¹⁴, que menciona el interés de “inversionistas chinos y rusos” por reactivar las obras paralizadas de la Unidad de Fertilizantes Nitrogenados (UFN III) de Três Lagoas. Así, lo que se presenta como una sociedad para impulsar la comercialización de los fertilizantes bolivianos —que no tienen mercado asegurado para su producción potencial—, parece ser, más bien, una estrategia para vender un volumen de poco más de 4 millones de metros cúbicos diarios de gas natural, ante la reducción de la compra de Petrobrás¹⁵.

Finalmente, debemos mencionar la hipótesis de que, frente a la inevitable modificación de las condiciones para la exportación de gas —que ha sido la principal fuente de rentas fiscales en los últimos doce años—, el gobierno acelere y realice mayores esfuerzos por sustituirla con la exportación de electricidad como fuente de ingresos para el Estado. En el presente mes de julio, en ocasión de la V Reunión

¹³ Ver Página Siete de 22 de junio de 2018.

¹⁴ Ver la Nota 12 de este artículo.

¹⁵ Ver nota de prensa de la Unidad de Comunicaciones del Ministerio de Hidrocarburos en <https://www3.hidrocarburos.gob.bo/index.php/comunicacion/prensa/4247-bolivia-y-acron-firman-memorandum-de-entendimiento-para-la-venta-de-4-mmcld-de-gas-natural-y-la-creacion-de-empresa-mixta-para-la-comercializacion-de-urea.html>

del Grupo de Trabajo Binacional de Energía realizada en Santa Cruz, el ministro Energía, Rafael Alarcón, anunció que el país habría ratificado su ofrecimiento de exportación de 7.000 MWh “en el corto plazo”. Más aún, en la misma reunión se habría abordado el tema del “aprovechamiento hidroenergético del potencial que tiene el internacional Río Madera”, que sería impulsado mediante un estudio a cargo de ENDE Corporación y Eletrobras con un financiamiento del BID. Se debe recordar que la cuenca del Río Madera es compartida por ambos países y que en el mes de febrero pasado el Ministerio de Minas e Energía de Brasil había anunciado “el fin de la era de construcciones de represas en el Amazonas” dando a entender la definitiva paralización de la construcción de otras represas más, debido a los conflictos suscitados por la construcción de las represas Jirau y Santo Antonio, debido a sus enormes efectos medioambientales. Por tanto, el anuncio del ministro boliviano puede entenderse como la disposición del gobierno de avanzar en su objetivo de generar energía eléctrica para exportación, inclusive construyendo represas en la parte boliviana de dicha cuenca, que se sumarían a los anunciados proyectos de El Bala y Chepete.

Resumiendo. En nuestro criterio, el futuro de la exportación de gas boliviano a Brasil será el de la firma de contratos con volúmenes menores por parte de varios agentes, en tanto que Petrobrás reducirá su demanda al volumen que genera como productora en campos bolivianos; los contratos, además, tendrán un carácter flexible, es decir no se trataría de contratos de largo plazo en los que se mantengan inmutables las condiciones de volumen y precio, sino de contratos con nominaciones distintas y estacionales; asimismo, es de esperar que los precios sean diferentes también entre los distintos contratos: menores a los del pasado con Petrobrás y levemente mayores con otros agentes cuya demanda no es en firme. Todas estas condiciones, además, derivarían en la sustitución del carácter estatal monopolístico del negocio en manos de YPF, puesto que una sociedad con Acron supondría la estructuración de una empresa mixta.

BIBLIOGRAFÍA

AIE

World Energy Outlook 2017, Spanish traslation

ADS

Situación energética en Brasil 2017, Asuntos del Sur, mayo de 2017

ANP

Datos generales de los bloques exploratorios bajo concesión, julio 11 de 2018, en http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Concessoes/blocos_sob_concessao/blocos_sob_concessao_jul_18.pdf

BP 2018

BP Statistical Review of World Energy, Junio de 2018

CEPAL

Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina. 2015

CNI

Gás natural: mercado e competitividade, Brasilia 2018

EPE

Plano Nacional de Energia 2030, Empresa de Pesquisa Energética, 2007

EPE

Balanco Energético Nacional 2017 ano base 2016, 2017

GUTHRIE, CRAIG

China to lead as Asian gas demand boom, en <http://www.petroleum-economist.com>, 27 de junio de 2018

GUZMÁN, JUAN CARLOS

Las políticas vigentes no han transformado la matriz energética, en Transformación de la matriz energética: discurso sin realidad, Plataforma Energética, Cuadernos de coyuntura N° 16, diciembre de 2017

IAPG

El precio del gas, en <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2003-3/Preciodelgas.pdf>

IEA

Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050, US Energy Information Agency, febrero de 2018

IGU

Global gas report 2018, 27th World Gas Conference, Washington DC, junio de 2018

ODONE, DÉCIO

Brasil vive la mayor transformación de su historia en el sector energético, CBHE, La Nota Energética N° 43, 2017

MCCRACKWEN, ROSS

Alive and kicking: China hydrocarbon demand, en *The chinese dream. Energy and commodities in an era of change*, S&P Global Platts, may 2018

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA

Plano Decenal de Expansao de Energia PDE 2026, Boletín de 12 de diciembre de 2017

SANTILLANA, JAIME Y SALINAS, JULIA

Comercialización de gas natural en el mundo, Ssecoconsulting, 2016, en <http://www.ssecoconsulting.com/comercializacioacuten-de-gas-natural-en-el-mundo.html>

STATE COUNCIL THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

China's Energy Policy 2012 en http://english.gov.cn/archive/white_paper/2014/09/09/content_281474986284499.htm

WEA

China's growing natural gas demand: Key projects and market insights, Energy Web Atlas, junio de 2018



COMPORTAMIENTO DE LA RENTA HIDROCARBURÍFERA EN BOLIVIA 2010 - 2017 EL FIN DE LA BONANZA

Julio Héctor Linares Calderón



Introducción

Históricamente, la economía boliviana ha dependido, de manera significativa, de la explotación y exportación de recursos naturales, siendo las actividades mineras las preponderantes el pasado siglo, y la producción de hidrocarburos, en especial, a partir de la primera década de este.

A partir de 2005, desde el punto de vista fiscal, los ingresos generados por actividades extractivas, generó al Tesoro General de la Nación (TGN), casi el 40% de sus ingresos, esto debido a los elevados precios de las materias primas, en particular petróleo y gas natural, registrados en la economía mundial, lo cual ha representado un shock positivo de ingresos para el país e ingresos inusitados a los diferentes niveles del Estado, principalmente por la implantación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

Sin embargo, este “boom” de ingresos estatales sufrieron una baja importante a partir de la gestión 2015, debido a que a partir de esa gestión, la cotización del barril de petróleo se había desplomado; lo cual afectó directamente a las finanzas nacionales porque el precio del energético —que es diferenciado, tanto para Brasil como para Argentina, de acuerdo con los contratos— se calcula con base en una fórmula que toma en cuenta una canasta de combustibles.

En este sentido, ya para 2016, el valor de las exportaciones nacionales había caído en 36% respecto a 2014, situación que se fue agravando para 2017; paralelamente, los ingresos del TGN, departamentos y municipios, también fueron en constante decremento, evidenciando la vulnerabilidad de las actividades y dependencia económica, a partir de las actividades extractivas.

Este documento busca analizar la manera en que los cambios de los precios del petróleo y el gas natural afectaron positiva y negativamente, los ingresos del gobierno

central, de los gobiernos departamentales y municipales, considerando el contexto jurídico e institucional de estos sectores en Bolivia.

La primera parte detalla de forma resumida, el marco regulatorio jurídico de la distribución de la renta petrolera; en la segunda parte, se cuantifican los ingresos fiscales provenientes de este sector y su importancia en la estructura tributaria. Finalmente se detallará los recursos recibidos por los diferentes niveles estatales y el destino de estos, en el caso de los gobiernos subnacionales, referentes al gasto del IDH.

Normativa de la explotación de recursos naturales

La Constitución Política del Estado

Se define que los Recursos Naturales (RRNN) incluyen a todos los minerales, hidrocarburos, agua, aire, suelo y subsuelo, los bosques, la biodiversidad, el espectro electromagnético y los elementos y fuerzas físicas susceptibles de aprovechamiento¹. Es decir, todos los recursos naturales renovables y no renovables, determinados de carácter estratégico y de interés público².

La Constitución Política del Estado (CPE), se refiere al manejo de los recursos naturales y el cuidado y conservación del medio ambiente como una función esencial del Estado³, así como el aprovechamiento responsable y planificado de los RRNN, y la industrialización mediante el desarrollo y fortalecimiento de la base productiva nacional.

Por otro lado, la propiedad de los RRNN, se constituye en uno de los asuntos más importantes que contiene la CPE, su alcance establece tres aspectos importantes:

- La definición de la propiedad y dominio directo, indivisible e imprescriptible del pueblo boliviano sobre los RRNN.
- Se determina que será el Estado, en representación del pueblo boliviano, el que administre estos recursos y
- Que las empresas se administrarán en función del interés colectivo.

En cuanto a la redistribución de la riqueza generada por la explotación, se establece un sistema de redistribución equitativa de la riqueza y los excedentes económicos, la reducción de desigualdades de acceso a recursos productivos y regionales, y la industrialización de los RRNN.

Se establece que el sistema de distribución funcionará bajo el principio de equidad; es decir, al ser los RRNN propiedad del pueblo boliviano, sus beneficios también serán distribuidos de manera equitativa entre regiones y ciudadanos, y dispone, además, que se haga una asignación prioritaria a los territorios donde se encuentran los recursos a ser explotados.

¹ Artículo 348 de la CPE

² Ídem

³ Artículo 255 de la CPE

Asimismo, se determina que las utilidades provenientes de la explotación e industrialización de los RRNN serán distribuidas y reinvertidas en la promoción y diversificación económica en los diferentes niveles territoriales del Estado, que se entienden como una nueva fuente de ingresos para los diferentes niveles autonómicos.

La Ley Marco de Autonomías

De acuerdo a la Ley Marco de Autonomías y Descentralización (LMAD), la distribución de recursos provenientes de la explotación de recursos naturales deberá considerar las necesidades diferenciadas de la población en las unidades territoriales del país, a fin de reducir las desigualdades de acceso a los recursos productivos y las desigualdades regionales, evitando la desigualdad, la exclusión social y económica, y erradicando la pobreza en sus múltiples dimensiones⁴.

Asimismo, la Ley indica que las entidades territoriales autónomas deberán establecer los mecanismos que garanticen la distribución equitativa dentro de la jurisdicción departamental, de los recursos provenientes de la explotación de recursos naturales, en el marco de un acuerdo departamental y que los criterios para la distribución territorial equitativa, además de la población, deben considerar variables que reflejen las necesidades diferenciadas para la prestación de los servicios públicos de las entidades territoriales autónomas en el marco de las respectivas competencias.

Ley de clasificación y definición de impuestos

Esta Ley clasifica a los impuestos de Dominio nacional, departamental y municipal; y define de dominio tributario privativo del nivel central del Estado, a la producción y comercialización de recursos naturales de carácter estratégico⁵.

Normativa relacionada a la explotación de hidrocarburos

La CPE define la política estatal respecto de los hidrocarburos en la siguiente forma:

- Se establece la propiedad del pueblo boliviano sobre los hidrocarburos, además de su carácter inalienable e imprescriptible.
- Se determina que será el Estado, como representante del pueblo, el que administrará estos recursos en toda la cadena de producción.
- Se determina que todos los ingresos serán propiedad del Estado, por lo que éste los distribuirá de acuerdo a sus objetivos.

⁴ Artículo 111 de la LMAD

⁵ Artículo 6 de la Ley de Clasificación de Impuestos

Regalías

La CPE define el porcentaje de percepción de regalías para los departamentos productores y se establece una tasa específica del 11%.

Por otro lado, la Ley 3058, de Hidrocarburos, define la distribución de las regalías para la producción de hidrocarburos (en todos los contratos), de la siguiente manera:

Cuadro 1

Bolivia: CPE, ley 3058. Distribución de las Regalías Hidrocarburíferas

Regalía	Beneficiario	Ley 3058
		Todos los contratos
Regalía Departamental	Departamento Productor	11%
Regalía nacional compensatoria	Beni y Pando	1%
Participación TGN – YPFB	YPFB-TGN	6%
Total Regalías		18%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la Ley 3058 de Hidrocarburos.

Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)

La Ley 3058 establece este impuesto en consonancia con el mandato del referéndum de julio de 2004, que dice que el Estado debe retener el 50% del valor de la producción de gas y del petróleo. Se trata básicamente de un impuesto directo a la producción, con una alícuota del 32% del total de la producción de hidrocarburos, que se aplica de manera directa no progresiva sobre el 100% de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el punto de fiscalización en su primera etapa de comercialización. Este impuesto se mide y paga como se mide y paga la regalía.

La Renta Universal de Vejez (Renta Dignidad), Ley 3791, del 28 de noviembre de 2007

Con el propósito de financiar la Renta Universal de Vejez y los gastos funerales, se establece como fuente de recursos el 30% del IDH percibido por las prefecturas, municipios, Fondo Indígena y TGN, medida que disminuye los ingresos que perciben estas entidades.

Decreto Supremo 28421, del 21 de octubre de 2005 (artículo 8, de Distribución del IDH y asignación de competencias)

Éste es el decreto base de distribución de los recursos provenientes del IDH, que intenta interpretar a través de una visión más equitativa lo aprobado en el Congreso Nacional.

Decreto Supremo 29322, del 24 de octubre de 2007

Lo que fundamentalmente dispone esta norma es la modificación en la distribución de los recursos del departamento en su integridad, que afecta a prefecturas (ahora gobernaciones), municipios y universidades.

Después de estos cambios, la estructura de distribución del IDH tuvo la siguiente forma:

Cuadro 2

Bolivia: CPE, ley 3058 y Decretos Reglamentarios. Distribución del IDH

Instituciones Participantes	% IDH	Municipios	Universidades	Prefecturas
Departamentos productores de Hidrocarburos	50,00%	46,89%	8,6200%	17,7%
Departamentos no productores de Hidrocarburos	31,25%	46,89%	8,6200%	17,7%
Tesoro General de la Nación	18,75%			
Fondo de compensación	5,00%			
Fondo Indígena	3,50%			
Ministerio de Hidrocarburos (redes gas)	5,00%			
Fuerzas Armadas y Policía	3,75%			
Distribución del Fondo Compensación				
Renta Dignidad	30%			
La Paz	46,19%	36,952%	9,238%	
Santa Cruz	36,02%	28,816%	7,204%	
Cochabamba	17,79%	14,232%	3,558%	

Fuente: Elaboración propia con base en Ley 3058, D.S. 29322 y Ley 3791.

La renta extractiva en la estructura tributaria

El auge de los ingresos provenientes de la explotación de recursos naturales

Desde la década de 1990, hasta el año 2004, fruto de la Ley 843, la generación de recursos estatales se basaba prácticamente en impuestos indirectos que eran pagados por los consumidores en casi un 90%, los cuales eran administrados por el nivel central en un 85% —el 10% era dirigido al nivel departamental a través de la corporaciones de desarrollo (CORDES), que eran sólo una extensión del gobierno central— y el nivel municipal lograba retener un 10%, y las universidades el 5%.

La otra veta de generación de recursos estatales del país es la que emerge de la explotación de los recursos naturales, principalmente los relacionados al sector de hidrocarburos y minería, que hasta la gestión 2014, no superaba el 15% de importancia en la generación de recaudación de los ingresos nacionales.

Sin embargo, a partir de 2005, derivado de la exportación de gas natural a Argentina y Brasil y el aumento de los precios internacionales del barril del petróleo,

así como la cotización internacional de los minerales, inició un inusitado y gradual aumento de la recaudación de las regalías, tanto de hidrocarburos como mineras (entre 2004 y 2006 se doblan estas recaudaciones).

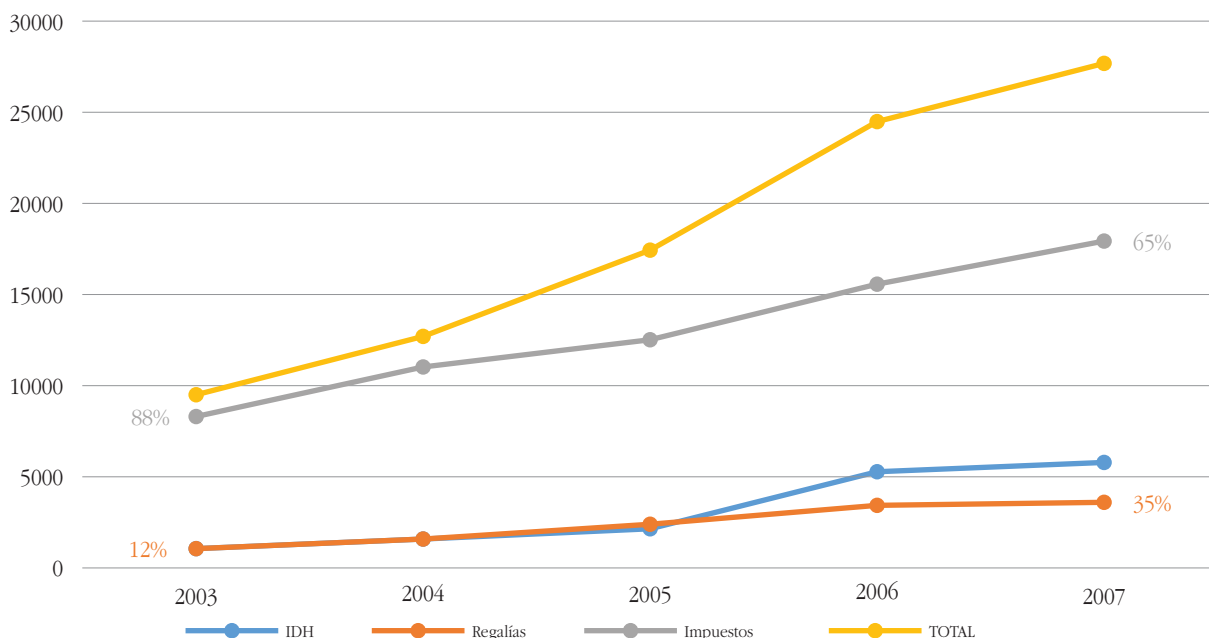
Asimismo, con el IDH, nace la fuente más importante de recursos para el Estado de parte de la explotación de hidrocarburos, ingreso que cambió de manera significativa el presupuesto estatal en todos sus niveles.

El cuadro siguiente muestra la evolución ascendente de los ingresos recaudados por el Estado en sólo cinco años; desde la gestión 2003, que se recaudaba 9.695 millones de bolivianos, a 27.772 millones de bolivianos en 2007, es decir, tres veces más.

Los ingresos generados por actividades extractivas (Regalías e IDH), se incrementan en el mismo período, de 1.170 millones de bolivianos, a 9.669 millones de bolivianos, es decir, más de ocho veces.

Gráfico 1

Bolivia: Evolución de la recaudación de tributos, regalías e IDH 2003-2007 (En millones de Bs)



Fuente: Elaboración propia con base en información del Ministerio de Economía y Finanzas.

En 2003, los ingresos estatales dependían en un 88% del cobro de impuestos, un 64% de estos eran recaudaciones de impuestos indirectos, lo cual reflejaba el sistema tributario regresivo impuesto. En 2007, derivado del incremento de ingresos por las actividades extractivas (regalías hidrocarbúricas y mineras e IDH), el cobro de impuestos baja a 65%, 50% de impuestos indirectos.

A pesar del decremento de la importancia de la recaudación los impuestos, estos se incrementan en más de 10 mil millones de bolivianos en 5 años.

La estructura tributaria en los últimos 10 años

Los ingresos estatales entre 2008 y 2017, se parten en dos ciclos bastante visibles; el primero entre la gestión 2008 a 2014, período en el que continúa el crecimiento exponencial que emerge en 2005, creciendo los ingresos totales, de 33.968 millones de bolivianos a 74.653 millones de bolivianos (crecimiento del 119%).

Se observan dos fenómenos en este período, el crecimiento de los ingresos por actividades extractivas, de 10.854 millones de bolivianos a 25.803 millones de bolivianos (crecimiento del 137%); así como el crecimiento de las recaudaciones tributarias, que suben en 111%, de 17.525 millones de bolivianos a 48.850 millones de bolivianos; un crecimiento de los impuestos indirectos, del 93%.

Sin embargo, a partir de la gestión 2014, se evidencia, derivado de la reducción de los precios internacionales de materia prima y la recesión económica en nuestro país, un decremento consecutivo de los recursos del Estado, pues de los 74.653 millones de bolivianos recaudados en 2014, el cuadro siguiente muestra reducciones en cada gestión, que llegan hasta 58.158 millones de bolivianos el 2017, un decremento del 22%.

Esto, debido a un estancamiento de las recaudaciones por tributos entre 2015 y 2017; el 2017, por ejemplo, se recauda un 3% menos que el 2014. Pero sobre todo, un significativo decremento de los ingresos por las actividades extractivas, que de 25.803 millones de bolivianos recaudado en 2014, logra apenas ingresos por 10.762 millones de bolivianos en 2017, un decremento del 58% en ese período.

Cuadro 3

Bolivia: Evolución de los ingresos estatales por tipo de fuente 2008-2017 (En millones de Bs)

Fuente de ingreso	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (p)
IVA	9.309	8.862	10.259	14.092	16.306	19.033	20.580	20.756	19.902	20.200
IT	2.572	2.193	2.282	2.867	3.258	3.703	4.134	4.491	4.425	4.392
ICE	1.441	1.305	1.467	1.960	2.027	2.233	2.744	2.857	2.707	2.844
RC-IVA	259	289	263	277	279	364	439	508	496	502
IEHD ⁽²⁾	2.521	2.227	2.191	2.432	2.448	2.779	2.918	2.996	3.333	3.188
GA	1.408	1.170	1.545	2.218	2.485	2.849	3.102	3.254	2.893	3.198
TGB	14	18	20	22	23	28	32	36	15	1
Subtotal Impuestos Indirectos	17.525	16.065	18.027	23.868	26.826	30.989	33.951	34.898	33.772	34.325
IUE ⁽¹⁾	4.681	6.243	6.031	7.649	9.400	11.280	12.284	12.302	10.379	9.650
ISAE	31	38	47	52	51	71	90	102	116	122
ITF	340	339	347	379	378	384	401	388	439	491
IVME	0	0	0	0	0	306	311	277	6	0
IJ/IPJ	0	0	0	13	9	20	30	25	59	80
Subtotal Impuestos Directos	5.053	6.619	6.425	8.094	9.838	12.061	13.116	13.094	11.000	10.343
Otros impuestos	537	1.011	451	591	899	1.290	1.784	2.452	2.820	2.753
TOTAL TRIBUTOS	23.114	23.695	24.903	32.552	37.563	44.340	48.850	50.444	47.592	47.421

(Continúa en la siguiente página)

(Continuación de la página anterior)

Fuente de ingreso	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (p)
IDH	6.644	6.465	6.744	8.996	12.111	15.543	15.602	11.097	6.163	6.313
Regalías Hidrocarburíferas	3.555	3.643	3.829	4.726	7.166	8.643	8.899	6.092	4.160	3.223
Ingresos por Hidrocarburos	10.199	10.108	10.573	13.722	19.277	24.186	24.501	17.189	10.323	9.536
Regalías Mineras	655	575	795	1.193	967	1.043	1.303	988	1.062	1.226
TOTAL INGRESOS EXTRACTIVAS	10.854	10.683	11.368	14.915	20.244	25.228	25.803	18.177	11.384	10.762
TOTAL INGRESOS	33.968	34.378	36.272	47.468	57.807	69.568	74.653	68.620	58.976	58.183

(p) preliminar

(1) Incluye IUE, IUE-RE e IUM

(2) Incluye IEHD de Mercado Interno y Refinerías

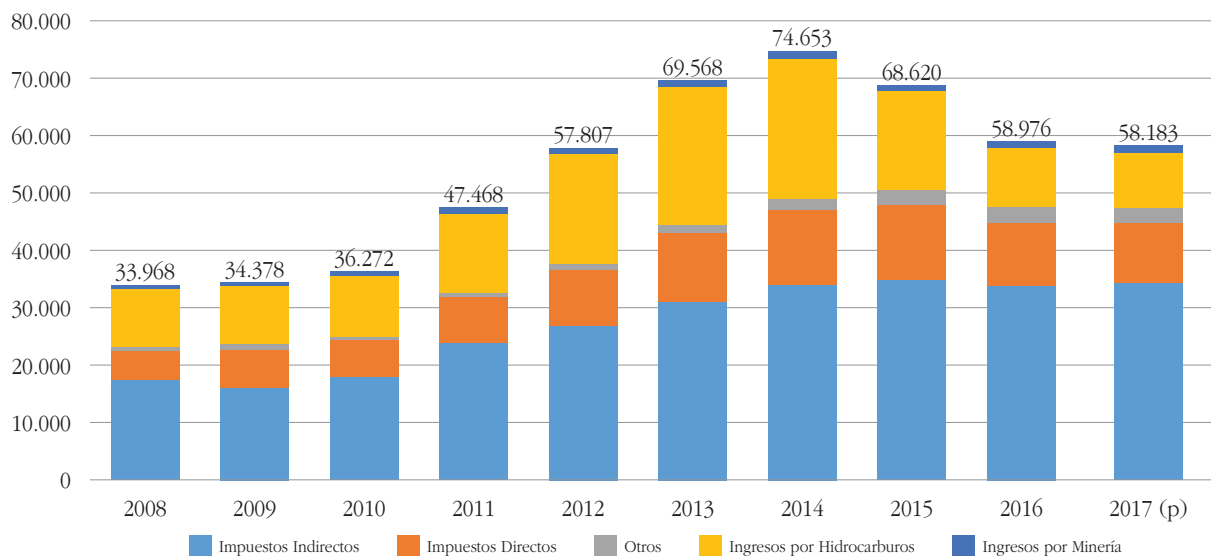
Elaboración: Viceministerio de Política Tributaria, Dirección General de Estudios Tributarios.

Fuente: Servicio de Impuestos Nacionales, Aduana Nacional.

Sin embargo, la reducción de ingresos por explotación de RRNN, deriva de la significativa menor recaudación de Regalías por Hidrocarburos e IDH, pues los recursos logrados en las gestiones 2016 y 2017, bajan hasta los niveles de la gestión 2008, cuando empieza el boom de los hidrocarburos; lo que significa menos de la mitad de las recaudaciones de 2013 y 2014, pico máximo de la bonanza del Estado.

Gráfico 2

Bolivia: Evolución de la recaudación de tributos, regalías e IDH 2008-2017 (En millones de Bs)



Fuente: Elaboración propia con base en información del Ministerio de Economía y Finanzas.

La gráfica muestra el crecimiento de los ingresos fiscales entre 2010 y 2014, dependiente de dos fuentes principales, el incremento de los ingresos por hidrocarburos y por la recaudación de impuestos indirectos.

Sin embargo, a partir de 2014, el decremento de los ingresos del Estado es prácticamente un resultado de la baja de la renta de hidrocarburos, pues existe un estancamiento del nivel de ingresos de las otras fuentes.

Consolidación del Sistema Regresivo Tributario

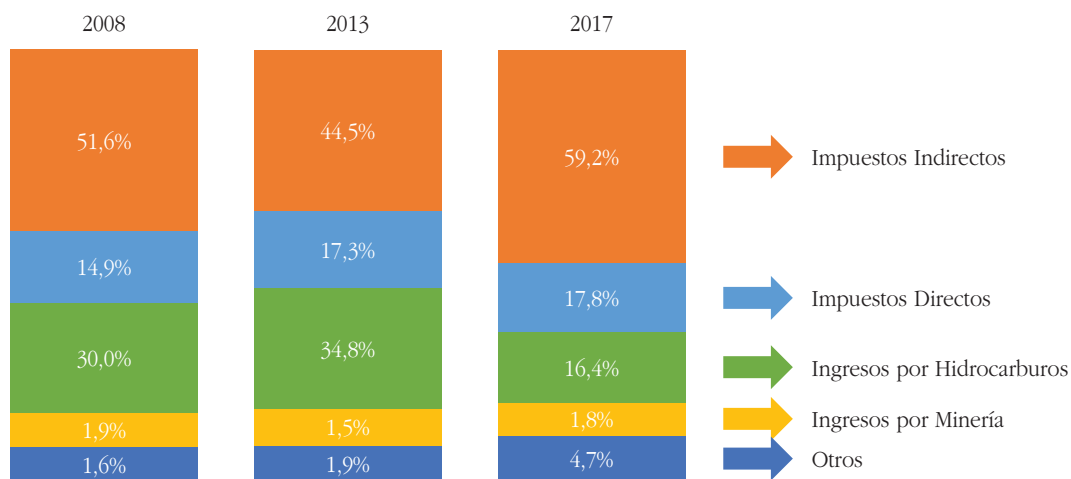
El gráfico siguiente muestra claramente que en los últimos diez años, no sólo que no cambió la regresividad de nuestro sistema tributario, sino que para la gestión 2017 aún creció más la dependencia de los impuestos indirectos frente a lo que sucedía en 2008.

Esto debido a que, por ejemplo, la recaudación del IVA —un impuesto típicamente regresivo— entre 2008 y 2017, siempre fue mayor a los ingresos generados por Hidrocarburos, salvo entre las gestiones de 2012 y 2014.

Si sumamos al IVA las recaudaciones por los otros impuestos de consumo, vemos que la base impositiva del país recae más sobre el consumo y menos sobre sectores dedicados a la exportación y de mayor poder adquisitivo; es decir, cobra mayores impuestos a quien menos tiene y cobra menos a quien tiene más.

Gráfico 3

Ingresos estatales: Evolución del porcentaje de importancia por tipo de fuente de ingreso (en porcentajes)



Fuente: Elaboración propia con base en información del Ministerio de Economía y Finanzas.

En este sentido, el gráfico muestra que a pesar del boom de la renta extractiva, que tiene como techo la gestión 2013, las recaudaciones fiscales siempre tuvieron como principal fuente de ingreso a los impuestos indirectos.

En dicho año, los Ingresos por Hidrocarburos llegaron a un techo de 34,8%, cuatro puntos porcentuales más que en 2008; porcentaje que se desploma hasta un 16,4% en 2017, cuando la recaudación por impuestos indirectos sube hasta 59,2%.

METODOLOGÍA DE LA OBTENCIÓN Y TABULACIÓN DE DATOS

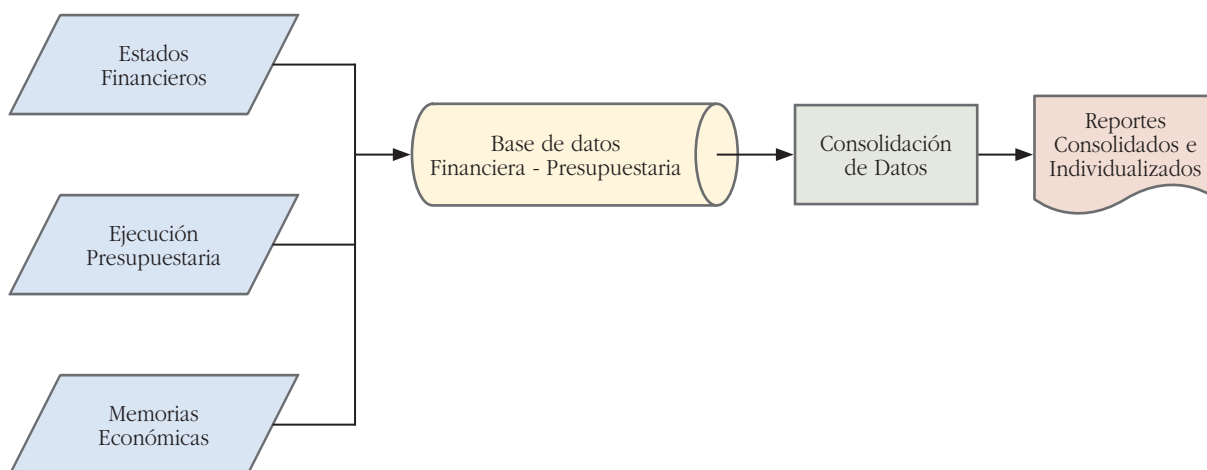
La tabulación de datos presentados a partir de esta sección del documento, está basado en metodologías cuantitativas, se realizó el procesamiento e interpretación de datos de las Finanzas Públicas del Estado Boliviano, en sus diferentes niveles de gobierno.

La base de información es oficial y, está compuestas por: Directrices Presupuestarias (MEFP), Estados Financieros (SIGMA), Ejecución Presupuestaria de Entidades Públicas (Ministerios, Entidades Descentralizadas, Gobernaciones, Municipalidades, etc.) y Memorias de la Gestión Económica (MEFP)

El proceso de elaboración, consolidación y generación de resultados de la base de datos para el análisis ha sido el siguiente:

Gráfico 4

Flujograma metodológico de sistematización y consolidación de datos financieros



Fuente: Elaboración propia.

En todos los reportes generados, se ha mantenido las fuentes de origen, sin que se haya realizado cálculos adicionales o estimaciones.

Alcance de la información

La información obtenida a través del proceso de consolidación de las fuentes primarias permitió generar reportes de:

- Ingresos y Gastos del Sector Público no Financiero
- Recaudación Tributaria y Aduanera por Tipo de Impuesto
- Ejecución Presupuestaria de Ingresos por Fuente, Organismo y Rubro de los diferentes niveles de Gobierno
- Ejecución Presupuestaria del Gasto por Fuente, Organismo, Partida y Categorías Programáticas (destino del gasto), de los diferentes niveles de Gobierno.

Sin embargo, si bien las entidades públicas, al momento de inscribir sus recursos pueden hacerlo identificado el origen de los mismos, como los recursos del IDH y las Regalías mineras a través de la Fuente, Organismo y Rubro.

Esta situación no se da para el cálculo del destino del gasto, puesto que si bien las categorías programáticas están inscritas con fuente y organismo, que ha permitido que se pueda identificar el gasto de los recursos del IDH (fuente 41 TGN y organismo 119 Impuesto Directo a los Hidrocarburos), este tipo de identificación no se puede realizar, por ejemplo, para las regalías, dado que no existe un organismo que identifique específicamente a las regalías como tal, pues tan sólo existe el organismo 220 Regalías (que define el monto del financiamiento por regalías establecidas en la normativa vigente que se origina por la realización de actividades de explotación de recursos naturales renovables y no renovables). Es decir, que el monto del gasto de las regalías —en el caso de la de gobernaciones y municipalidades— sale de una bolsa común inscrita con el organismo 220.

Los ingresos estatales por renta extractiva

Ingresos del TGN

Como conclusión preliminar, de acuerdo a los datos del cuadro siguiente, que muestran los ingresos y composición del financiamiento del TGN en los últimos diez años, se observa (extrayendo de dicho cuadro los Ingresos de Capital y “Otros Ingresos Corrientes”), que un promedio del 54% de las recaudaciones por Tributos, Aduana, IDH y Regalías, se dirigieron al Nivel Central (Administrado por el TGN), yendo el saldo de los recursos a los niveles subnacionales.

Asimismo, que un promedio del 67% de la recaudación de tributos, también en los últimos diez años, se quedó en el nivel central de gobierno; pero sólo un 24% de los ingresos por hidrocarburos (IDH y Regalías), fue distribuido al TGN.

Por otro lado, que un promedio del 80% de los ingresos del TGN, entre 2008 y 2017, son financiados por la recaudación de Impuestos (Ingresos Tributarios) y que el financiamiento por actividades extractivas, que en el caso del TGN solo emergen de la explotación de hidrocarburos (Regalías e IDH), apenas llegó al 16,6% de importancia en 2013, gestión en la que se obtuvieron los mayores ingresos por la renta petrolera (cuadro 4).

El cuadro del financiamiento del TGN entre 2008 y 2017, muestra la misma tendencia que tuvieron las recaudaciones de los ingresos estatales en los últimos diez años, es decir, un incremento de los ingresos totales en el flujo de las arcas del nivel central de gobierno, que llega al 117%, entre el 2008 y 2014, techo en los ingresos de la década, y un decremento del 14% entre el 2014 y la gestión 2017.

Decremento que fue, entre 2014 y 2017, de más de la mitad cuando se refiere a los ingresos por hidrocarburos, mucho más significativo que el de los ingresos totales.

Cuadro 4

Bolivia: Evolución de los ingresos del TGN por tipo de fuente 2008-2017

(En millones de Bs y porcentajes)

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INGRESOS TOTALES	18.876,1	19.072,0	20.336,6	25.800,7	29.580,4	35.295,8	41.136,1	42.506,3	39.328,1	35.185,0
INGRESOS CORRIENTES	18.848,8	19.047,3	20.330,4	25.800,7	29.580,4	35.295,8	40.865,8	42.232,5	38.911,1	35.150,5
Ingresos Tributarios*	15.495,8	13.612,2	16.039,6	21.196,7	23.372,1	27.472,8	31.329,6	34.425,1	32.164,1	30.155,6
Ingresos por Hidrocarburos**	2.497,6	2.438,5	2.545,4	3.276,8	4.698,0	5.842,8	5.966,5	4.191,1	2.520,0	2.361,6
Otros Ingresos Corrientes	855,4	2.996,6	1.745,4	1.327,2	1.510,3	1.980,2	3.569,7	3.616,3	4.227,0	2.633,3
INGRESOS DE CAPITAL	27,3	24,7	6,2	0,0	0,0	0,0	270,3	273,8	417,0	34,5

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INGRESOS TOTALES	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
INGRESOS CORRIENTES	99,9%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,3%	99,4%	98,9%	99,9%
Ingresos Tributarios*	82,1%	71,4%	78,9%	82,2%	79,0%	77,8%	76,2%	81,0%	81,8%	85,7%
Ingresos por Hidrocarburos**	13,2%	12,8%	12,5%	12,7%	15,9%	16,6%	14,5%	9,9%	6,4%	6,7%
Otros Ingresos Corrientes	4,5%	15,7%	8,6%	5,1%	5,1%	5,6%	8,7%	8,5%	10,7%	7,5%
INGRESOS DE CAPITAL	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,6%	1,1%	0,1%

* Incluye IEHD

** Incluye IDH

Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil-MEFP.

Ingresos Departamentales

En contraste con el flujo del TGN, los ingresos de las gobernaciones departamentales, tienen una fuerte dependencia de la renta extractiva, particularmente los departamentos de Tarija, Santa Cruz y Chuquisaca con la regalía hidrocarburífera; y Potosí y Oruro, con la regalía emergente de la actividad minera.

Por otro lado, los departamentos de Beni y Pando se benefician con una regalía compensatoria; sin embargo, fueron los recursos del IDH, que se asignan a todas las gobernaciones, las que lograron incrementar de manera importante el presupuesto departamental desde 2005, principalmente a gobernaciones como La Paz y Cochabamba, que no cuentan con significativos ingresos por Regalías.

El cuadro siguiente, muestra en este sentido, como los ingresos por la explotación de hidrocarburíferos, significaron en su mejor momento, más del 70% de los ingresos departamentales; incrementándose estos recursos hasta en ocho veces entre 2008 y 2014 (de 1.727 millones de bolivianos a 10.202 millones de bolivianos). Por supuesto, que la rebaja de los precios internacionales, también afectó a los gobiernos departamentales, que fueron por otro lado, el nivel estatal más afectado por este suceso, debido a la fuerte dependencia de las gobernaciones a los recursos derivados de la actividad extractiva.

En este sentido, el decremento de estos recursos (Total de Ingresos por RRNN), entre 2014 y 2017, de 10.202 millones de bolivianos a 5.041 millones de bolivianos, lograron que estos recursos bajaran en importancia en la estructura de ingresos departamentales, de 68,3% a 42,4%; esto, a pesar de leves incrementos de la Regalía Minera. Paralelamente a esta rebaja, se incrementaron recaudaciones del IEHD, así como de los Recursos Propios (generados por cada administración gubernamental)

Cuadro 5

Bolivia: Evolución de los ingresos de Gobiernos Departamentales por tipo de fuente 2008-2017 (en millones de Bs y porcentajes)

Fuente	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
IEHD	490	156	261	545	284	416	494	618	672	768
Fondo Compensación IEHD	252	19	112	192	217	180	166	246	260	249
Sub Total IEHD	742	175	373	738	501	596	660	864	932	1.017
Recursos Propios	00	00	130	177	275	608	660	704	945	977
IDH	1.027	930	979	1.319	1.763	2.241	2.260	1.511	797	787
Regalías por Hidrocarburos	102	108	3.289	4.157	5.645	6.588	6.939	4.873	3.052	3.204
Ragalías Mineras	598	514	739	1.007	864	827	1.002	730	817	1.051
Sub Total Extractivas	1.727	1.552	5.007	6.484	8.272	9.655	10.202	7.113	4.666	5.041
Transferencias TGN	5.013	6.542	7.057	3.394	1.869	2.210	2.570	2.445	2.931	3.452
Otros	3.577	3.420	463	474	418	374	836	649	1.257	1.395
Total	11.059	11.689	13.030	11.267	11.336	13.443	14.927	11.776	10.731	11.882

Fuente	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
IEHD	4,4%	1,3%	2,0%	4,8%	2,5%	3,1%	3,3%	5,2%	6,3%	6,5%
Fondo Compensación IEHD	2,3%	0,2%	0,9%	1,7%	1,9%	1,3%	1,1%	2,1%	2,4%	2,1%
Sub Total IEHD	6,7%	1,5%	2,9%	6,5%	4,4%	4,4%	4,4%	7,3%	8,7%	8,6%
Recursos Propios	0,0%	0,0%	1,0%	1,6%	2,4%	4,5%	4,4%	6,0%	8,8%	8,2%
IDH	9,3%	8,0%	7,5%	11,7%	15,6%	16,7%	15,1%	12,8%	7,4%	6,6%
Regalías por Hidrocarburos	0,9%	0,9%	25,2%	36,9%	49,8%	49,0%	46,5%	41,4%	28,4%	27,0%
Ragalías Mineras	5,4%	4,4%	5,7%	8,9%	7,6%	6,1%	6,7%	6,2%	7,6%	8,8%
Sub Total Extractivas	15,6%	13,3%	38,4%	57,5%	73,0%	71,8%	68,3%	60,4%	43,5%	42,4%
Transferencias TGN	45,3%	56,0%	54,2%	30,1%	16,5%	16,4%	17,2%	20,8%	27,3%	29,1%
Otros	32,3%	29,3%	3,6%	4,2%	3,7%	2,8%	5,6%	5,5%	11,7%	11,7%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil-MEFP.

Es pertinente aclarar, que en el cuadro se observa un decremento importante de los Ingresos por Transferencias del TGN en 2011. Esto se debe a la promulgación de la ley que a partir de ese año, define dejar de transferir los recursos para el pago de salarios a maestros del sistema de educación nacional; dejando solo a la transferencia del pago de salarios a los trabajadores del Sistema Nacional de Salud, como el más importante de estos recursos, que por supuesto, no es de libre uso de las gobernaciones.

En el último trienio, estos recursos de Transferencias TGN, que como se dijo no es administrado por las gobernaciones, significaron un promedio del 26%; lo cual significa que los ingresos que fueron verdaderamente presupuestados y ejecutados por los departamentos, bajan en ese porcentaje. Esta situación, hace aún más dependiente al nivel departamental de los ingresos por explotación de hidrocarburos, superando el 80% en importancia en la estructura en 2014 y llegando al

56% en 2017, a pesar de los decrementos en los precios internacionales y menores recaudaciones.

Ingresos municipales

En contraste de lo que sucede en las gobernaciones, la importancia de los ingresos por actividades extractivas en la estructura de financiamiento de los gobiernos municipales, es mucho menor y alcanzó su máxima significación en la gestión 2013, cuando el 35,5% de los ingresos municipales emergieron de las transferencias del TGN por recursos del IDH y en poca importancia, por las Regalías Mineras. Sin embargo, en valor absoluto, el año que más ingresos por RRNN se tuvo en municipios, fue 2014, cuando 7,5 mil millones de bolivianos se distribuyeron entre los más de trescientos municipios del país.

A partir de esa gestión, existe una caída abrupta de estos recursos, baja a 4,7 mil millones de bolivianos la siguiente gestión (2015) y hasta 2,8 mil millones de bolivianos en 2017 (2,6 veces menos que en 2014), representando sólo el 14,2% de los ingresos municipales.

Cuadro 6

Bolivia: Evolución de los ingresos de Gobiernos Municipales por tipo de fuente 2008-2017 (en millones de Bs y porcentajes)

Fuente	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Coparticipación Tributaria	3.647	3.488	3.993	5.117	5.904	6.816	7.812	8.163	7.971	8.075
HIPC	263	517	558	579	419	421	384	311	378	24
Sub Total Transf. TGN	3.910	4.004	4.551	5.696	6.323	7.237	8.196	8.474	8.349	8.099
Recursos Propios	1.755	1.912	2.122	2.304	2.588	2.999	3.328	3.295	4.317	4.419
IDH	2.660	3.022	3.057	4.164	5.660	7.244	7.403	4.639	2.512	2.672
Regalías Mineras	05	46	66	157	144	150	172	102	135	179
Sub Total Extractivas	2.665	3.068	3.123	4.321	5.804	7.394	7.575	4.740	2.647	2.851
Otros	3.816	1.665	1.429	1.755	2.025	3.187	3.635	2.472	3.114	4.692
Total	12.145	10.648	11.226	14.077	16.741	20.818	22.734	18.982	18.427	20.062

Fuente	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Coparticipación Tributaria	30,0%	32,8%	35,6%	36,4%	35,3%	32,7%	34,4%	43,0%	43,3%	40,3%
HIPC	2,2%	4,9%	5,0%	4,1%	2,5%	2,0%	1,7%	1,6%	2,1%	0,1%
Sub Total Transf, TGN	32,2%	37,6%	40,5%	40,5%	37,8%	34,8%	36,1%	44,6%	45,3%	40,4%
Recursos Propios	14,4%	18,0%	18,9%	16,4%	15,5%	14,4%	14,6%	17,4%	23,4%	22,0%
IDH	21,9%	28,4%	27,2%	29,6%	33,8%	34,8%	32,6%	24,4%	13,6%	13,3%
Regalías Mineras	0,0%	0,4%	0,6%	1,1%	0,9%	0,7%	0,8%	0,5%	0,7%	0,9%
Sub Total Extractivas	21,9%	28,8%	27,8%	30,7%	34,7%	35,5%	33,3%	25,0%	14,4%	14,2%
Otros	31,4%	15,6%	12,7%	12,5%	12,1%	15,3%	16,0%	13,0%	16,9%	23,4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

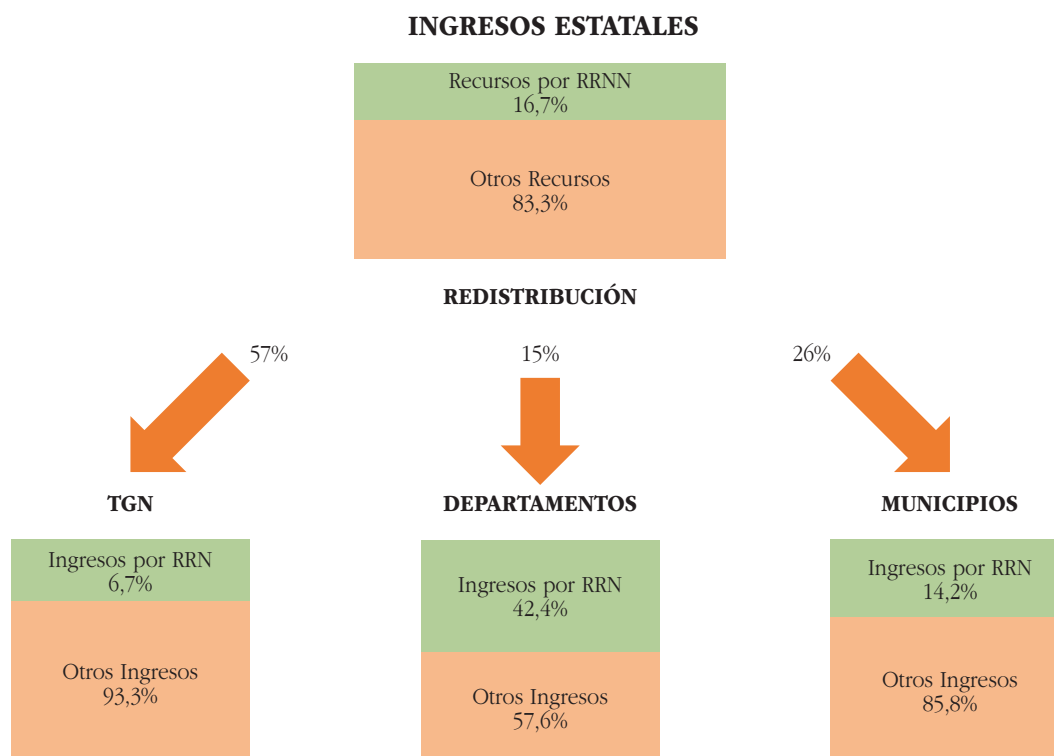
Como se observa, las autonomías municipales se apoyan más en las transferencias del TGN, que principalmente provienen de los recursos de Coparticipación Tributaria —vigente desde la Ley de Participación Popular de 1994 y ratificada por la Ley Marco de Autonomías en 2010— que significaron alrededor del 40% en los últimos diez años. Por otro lado, la fuente que ha ido creciendo en importancia, es la recaudación de recursos propios (impuestos por inmuebles, automotores y transferencias de la propiedad), que entre 2008 y 2017 creció de una recaudación de 1.755 millones de bolivianos a 4.419 millones de bolivianos en diez años, un crecimiento del 151%.

La importancia de los ingresos por RRNN

Como resumen y analizando los datos de la pasada gestión (2017), de los ingresos estatales por recaudación de tributos, aduana y regalías; se observa que los recursos generados por la explotación de recursos naturales, sólo significaron el 16,7% de estos.

Estos, se redistribuyeron en un 57% al TGN, 15% a los gobiernos departamentales y un 26% a los gobiernos municipales, quedando un saldo mínimo para las universidades públicas.

Gráfico 5
Ingresos estatales: Redistribución y significación de los recursos generados por RRNN en 2017
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del MEFP.

De los ingresos recibidos por nivel estatal en la redistribución de los recursos fiscales, el gráfico anterior muestra una dependencia mayor de los generados por las actividades extractivas en el nivel departamental, el 57,6% de sus ingresos depende de estos; al contrario, estos recursos provenientes de los RRNN, sólo significaron el 14,2% en el nivel municipal y 6,7% en la administración central de gobierno.

DESTINO DE LOS INGRESOS GENERADOS POR ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS

Como se explicó en la metodología realizada para el desarrollo del trabajo, no es posible extraer de la base de datos con la que se trabajó, el destino del gasto de los recursos de Regalías hidrocarburíferas, por lo tanto, en esta sección del documento, se desarrollará el tipo de gasto ejecutado con recursos IDH, entre los años 2008 y 2017 para los gobiernos departamentales y municipales; y entre 2010 y 2017, para el nivel central de gobierno.

Gasto del IDH en Gobiernos Departamentales

De acuerdo a las directrices presupuestarias, emitidas por el órgano rector antes del inicio de las actividades relativas a la elaboración de los presupuestos de cada entidad pública, en el acápite correspondiente a los Gobiernos Autónomos Departamentales, la estructura programática recomendada, consta de 27 programas, divididos en proyectos y actividades, de acuerdo a las competencias y al programa de gobierno de cada gobernación.

En ese contexto, y agregando el gasto de las 9 gobernaciones —por categoría programática— en el cuadro 6, se puede observar que las gobernaciones dirigieron sus esfuerzos de su gasto (con recursos IDH) hacia el Desarrollo de Caminos, Desarrollo de la Salud, Desarrollo de la Electrificación y Fuentes de Energía y al Desarrollo Productivo Agropecuario; en contraste al elevado gasto destinado a los 4 sectores mencionados, hay sectores como Medio Ambiente, Saneamiento Básico, Cultura, Género e Industria, que no sobrepasan los 10 millones de bolivianos de gasto acumulado en los 10 años de análisis (monto totalmente marginal que no llega siquiera al 0,1%).

Sin embargo, el gasto más importante que registran las gobernaciones, es el de las Transferencias que realizan las gobernaciones a otras entidades públicas o privadas (en algunos casos). El grueso de estas transferencias van dirigidas principalmente a cubrir gastos como: Proyectos Concurrentes con municipios, financiamiento de la Renta Dignidad y SEDES. Finalmente la categoría Programática 99 registra el Servicio de la deuda, tanto en capital como en interés (cuadro 6).

El gráfico 6, muestra con más claridad la incidencia del destino del gasto por categoría programática, y en éste se puede ver que un 41% del gasto departamental está destinado a Transferencias, tanto a municipios como a cubrir políticas centrales como la Renta Dignidad (30%), el Fomento a la Exploración y Explotación de hidrocarburos (12,5%), Seguridad Ciudadana (10%); a este Gasto en importancia se

Cuadro 7

Bolivia: Destino del gasto con recursos IDH en el nivel departamental 2008-2017 (En millones de Bs)

Programa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Administración central	24,6	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	24,6
Conservación y preservación del medio ambiente	00,0	00,0	00,0	01,8	00,0	01,7	01,0	00,0	00,0	00,0	04,6
Desarrollo de la electrificación y fuentes de energía	56,3	118,7	72,5	78,8	61,6	97,4	112,3	55,5	29,9	16,2	699,0
Desarrollo productivo agropecuario	36,1	61,4	55,3	68,8	59,1	118,6	94,1	61,1	63,0	22,6	640,2
Desarrollo de la industria del turismo	01,5	02,6	00,0	00,0	00,0	02,5	02,6	01,9	01,0	01,0	13,2
Desarrollo de la infraestructura rural y urbana	15,9	06,5	10,0	07,2	09,8	30,8	25,5	17,2	04,1	07,1	134,2
Desarrollo de saneamiento básico	00,0	00,1	00,2	00,0	00,3	00,0	00,2	00,5	00,5	00,0	01,8
Fortalecimiento Institucional	00,7	00,0	00,0	00,0	00,0	00,5	00,0	00,0	00,7	00,0	01,9
Desarrollo de la Minería	04,7	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	04,7
Autonomía y descentralización	00,0	00,4	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,4
Desarrollo Humano	00,0	01,3	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	01,3
Delegación de los hidrocarburos	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0
Promoción y conservación de la cultura y patrimonio	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,8	00,4	01,2
Defensa y protección de la mujer	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	01,0	01,6	04,7	07,3
Defensa y protección de la niñez y adolescencia	12,4	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,1	12,5
Comercio industria y servicios para el desarrollo	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0
Otros	92,6	19,5	08,1	21,1	27,8	42,6	09,6	01,0	00,0	00,0	222,3
Desarrollo de la salud	67,5	142,0	108,9	152,7	153,0	211,6	333,8	410,5	249,3	154,2	1,983,5
Desarrollo de la educación	06,3	09,9	12,8	18,2	32,7	15,4	37,3	06,4	04,2	02,1	145,2
Desarrollo de la gestión social	00,0	16,4	03,0	04,0	09,2	14,7	09,3	00,0	00,0	00,5	57,1
Desarrollo de caminos	355,5	466,5	230,1	243,4	367,6	572,7	677,4	591,1	149,1	79,0	3,732,4
Desarrollo del deporte	00,0	00,0	00,0	00,7	00,9	22,3	18,0	32,0	07,7	02,6	84,3
Seguridad ciudadana	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0	63,9	160,2	124,5	87,6	103,3	539,5
Gestión de riesgo	12,9	00,0	00,0	00,3	02,0	11,3	06,9	00,0	00,9	01,6	35,9
Transferencias (Municipios)	347,8	486,8	467,8	615,0	702,0	1,003,0	1,076,8	670,0	333,8	325,4	6,028,4
Deuda pública	41,8	55,3	26,5	28,3	27,0	27,3	18,1	12,8	30,4	05,3	272,7
TOTAL	1.076,4	1.387,4	995,2	1.240,4	1.452,9	2.236,5	2.583,1	1.985,5	964,6	726,0	14.648,0

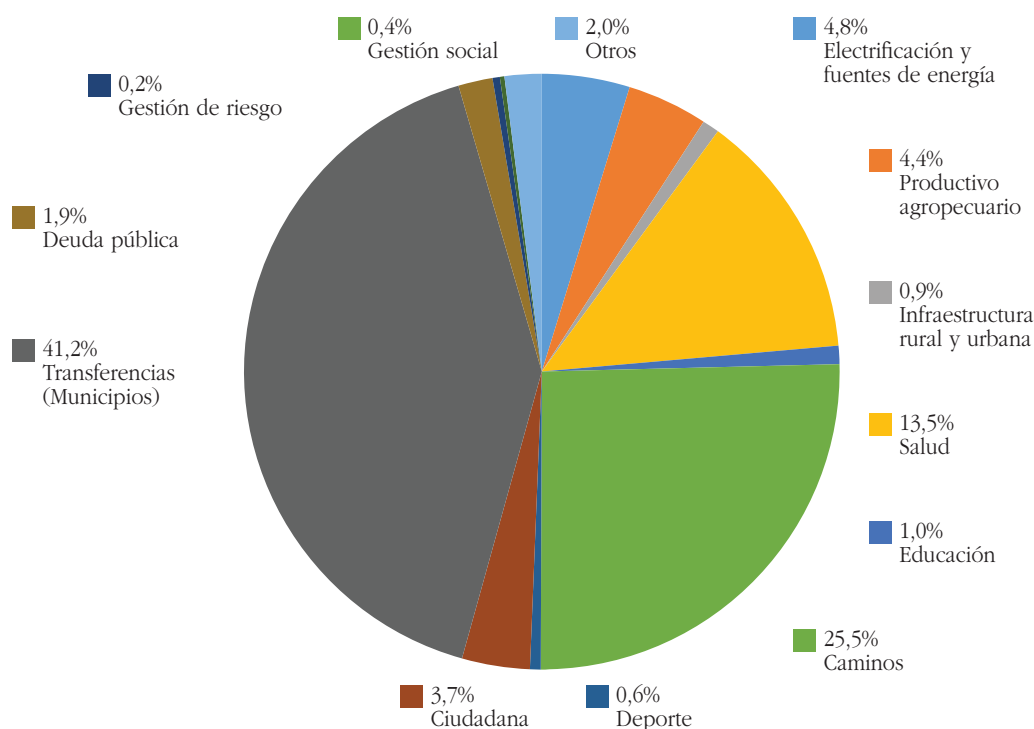
Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil.

observa que el Desarrollo de Caminos tiene una incidencia en el gasto del IDH del 25%, la Salud del 13% y el resto está por debajo del 5%.

Gasto del IDH en Gobiernos Municipales

Al igual que en los Gobiernos Departamentales, el gasto de los Gobiernos Municipales también está regido por las directrices programáticas emanadas del Órgano Rector y en este caso las categorías programáticas alcanzan un total de 31 programas.

Gráfico 6
Bolivia: Destino del gasto con recursos IDH
del nivel departamental – Agregado 2008-2017
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil-MEFP.

En el cuadro 7, se puede ver la priorización del Destino del Gasto de los Gobiernos Municipales con recursos IDH, que han priorizado programas y proyectos en Educación, Infraestructura Urbana y Rural, Caminos Vecinales, Saneamiento Básico y Desarrollo Económico Local; en el otro extremo están el resto de las categorías programáticas, con una asignación marginal de los recursos emanados de este Impuesto.

Cuadro 8
Bolivia: Destino del gasto con recursos IDH en el nivel municipal 2008-2017
(En millones de Bs)

Programa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Ejecutivo municipal	00	01	00	00	00	00	00	01	00	00	03
Promoción y fomento a la producción agropecuaria	103	96	72	96	127	159	173	124	67	60	1.077
Saneamiento básico	69	99	78	153	228	307	404	257	152	93	1.839
Construcción y mantenimiento de micronegocios	42	41	34	51	92	111	144	94	51	32	690
Desarrollo y preservación del medio ambiente	20	36	13	14	15	04	06	04	02	01	116

(Continúa en la siguiente página)

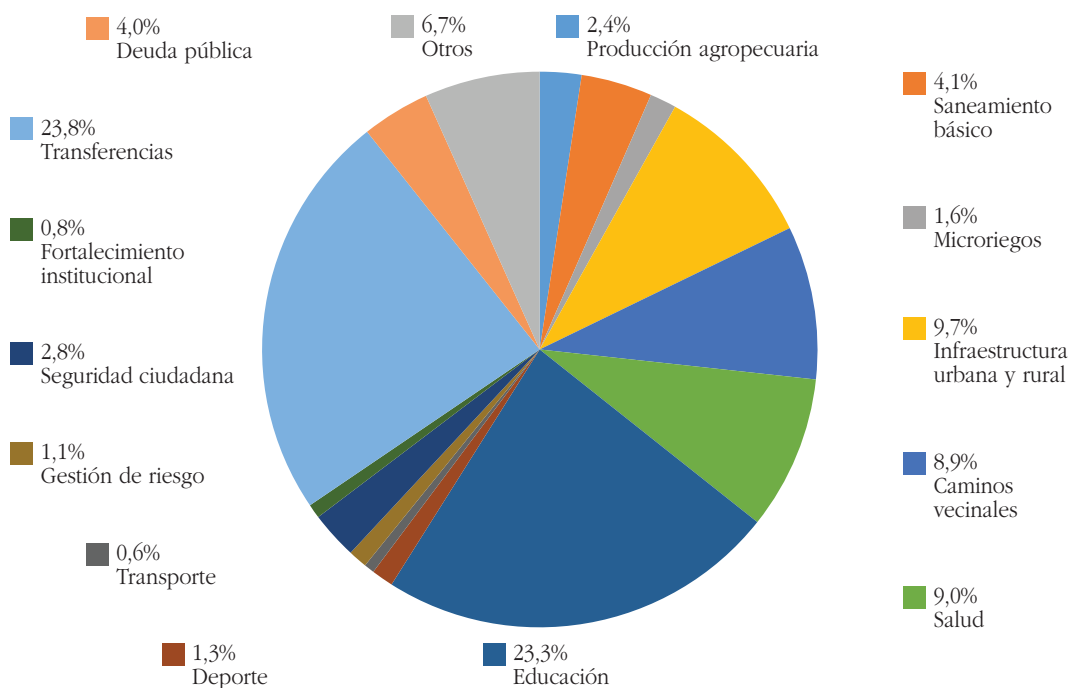
(Continuación de la página anterior)

Programa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Aseo urbano, manejo y tratamiento de residuos sólidos	06	04	03	06	05	12	08	03	01	01	48
Fuentes de energía y apoyo a la electrificación	43	34	27	32	43	21	12	06	03	01	222
Servicio de alumbrado público	21	19	18	15	12	05	05	05	01	01	103
Infraestructura urbana y rural	241	315	202	337	504	748	819	614	340	198	4.318
Gestión de caminos vecinales	156	138	112	278	452	626	1.013	560	447	186	3.968
Servicio de catastro urbano y rural	03	01	01	01	01	03	01	00	00	04	15
Gestión de salud	195	225	221	323	463	495	578	801	414	269	3.984
Gestión de educación	699	729	544	775	1.107	1.666	1.722	1.521	930	671	10.363
Desarrollo y promoción del deporte	30	28	19	16	39	59	147	141	67	24	570
Promoción y conservación de cultura y patrimonio	05	04	02	04	03	03	04	03	03	01	31
Desarrollo y fomento del turismo	20	19	11	11	15	13	15	12	03	02	121
Promoción y políticas para grupos vulnerables y de la mujer	05	03	03	01	01	01	01	23	13	12	62
Defensa y protección de la niñez y adolescencia	03	03	02	13	03	02	01	06	04	01	37
Vialidad y transporte público	05	28	23	02	22	56	16	108	04	00	264
Defensa del consumidor	22	03	08	01	00	03	03	04	00	00	44
Servicio de faenado de ganado	02	00	00	01	00	00	00	00	00	00	05
Servicio de inhumación, exhumación, cremación y traslado de restos	01	00	01	00	01	00	00	00	00	00	03
Gestión de riesgo	25	31	26	30	53	78	126	67	37	18	490
Recursos hídricos	24	13	14	09	12	11	10	04	01	01	99
Servicios de seguridad ciudadana	38	43	27	41	79	204	312	208	168	110	1.229
Fortalecimiento institucional	65	71	72	25	38	31	27	20	10	06	364
Fomento al desarrollo económico local y promoción del empleo	00	00	00	00	00	22	48	30	14	05	119
Otros	353	335	287	265	169	182	208	114	30	15	1.958
Transferencias	308	521	629	1.018	1.464	1.916	1.952	1.412	725	653	10.599
Deuda pública	118	171	153	127	192	273	189	246	145	148	1.762
TOTAL	2.620	3.011	2.604	3.645	5.141	7.009	7.944	6.385	3.633	2.513	44.506

Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil-MEFP.

En el gráfico 7, se ilustra con mayor claridad el gasto del IDH de los Gobiernos Autónomos Municipales y, en este se puede ver que el grueso del gasto, al igual que los Gobiernos Departamentales, va destinado a cubrir las Transferencias, pues estas están regidas por leyes nacionales, como la Renta Dignidad (30%), Fomento a la Exploración y Explotación de los Hidrocarburos (12,5%), Seguridad Ciudadana (5% y 10% de acuerdo al tamaño poblacional) y Fomento a la Educación Cívica (0,2%); por otro lado, como mencionamos anteriormente, otro gasto elevado del IDH de los Gobiernos Municipales, está destinado a la Educación (23%), esta asignación se explica, porque las alcaldías, en la mayoría de los casos (más de 300 gobiernos municipales) pagan el desayuno escolar con estos recursos.

Gráfico 7
Bolivia: Destino del gasto con recursos IDH
del nivel municipal – Agregado 2008-2017
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil-MEFP.

Gasto del IDH en el Gobierno Central

Al contrario de los niveles subnacionales, si bien existen Directrices de las Categorías Programáticas del Nivel Central de Gobierno, estas sólo se cumplen en su registro, en lo que corresponde al gasto en Funcionamiento y al gasto en Partidas no Destinadas a Programas, el resto de los programas está sujeto los objetivos y al arbitrio de cada entidad beneficiaria con recursos del IDH, es decir, que las entidades dependientes del Nivel Central del Estado, tienen diferentes objetivos y la priorización de su gasto va en función a estos.

En este sentido, la contabilidad a la que se tiene acceso para el nivel central de gobierno, no contempla categoría o ámbitos sectoriales de inversión; por lo cual, para poder ver el destino del Gasto del IDH, se agrupó el gasto, cuya fuente es IDH, por grupo de partidas presupuestarias. En este sentido, en el cuadro 8 podemos ver que el mayor gasto que realizaron las entidades dependientes del nivel central, fueron a cubrir gasto de Activos Reales (formación bruta de capital).

En gráfico 8, salta a la vista que un 97% de los recursos de IDH, administrados por el Nivel Central, tengan como destino las Transferencias, esto se explica porque la mayor parte de estos recursos son destinados a proyectos concurrentes cuya entidad ejecutora es la que recibe la transferencia, en la mayoría de los casos, Gobiernos Subnacionales; así como los dictados por Ley, como la Renta Dignidad

Cuadro 9

Bolivia: Destino del gasto con recursos IDH en el nivel central de gobierno 2008-2017 (En millones de Bs)

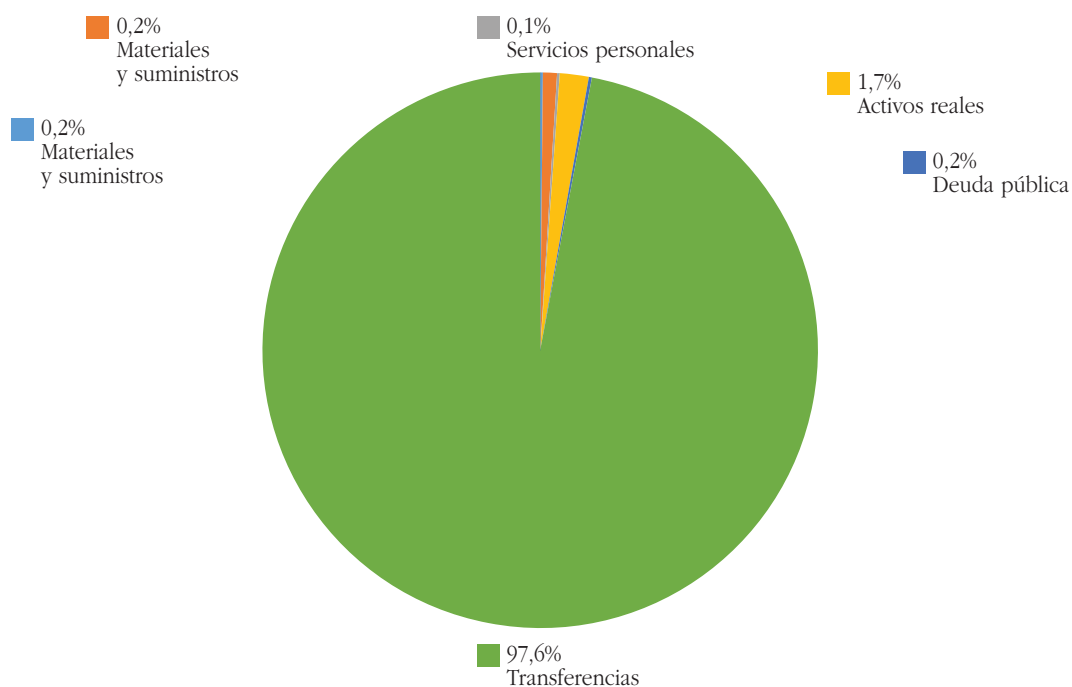
Grupo de gasto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Servicios personales	34	15	07	09	10	11	14	10	112
Servicios no personales	57	53	68	85	97	92	82	83	618
Materiales y suministros	19	13	20	27	16	16	05	03	120
Activos reales	161	153	169	183	214	194	178	28	1.280
Servicio de la deuda pública y disminución de otros pasivos	22	12	33	19	09	18	01	16	129
Transferencias	6.081	7.958	10.900	14.038	15.652	11.133	4.117	3.633	73.512
Impuestos, regalías y tasas	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Otros gastos	00	00	00	00	00	02	00	00	03
TOTAL	6.374	8.204	11.197	14.361	15.999	11.466	4.397	3.774	75.772

Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil-MEFP.

e Inversión por Hidrocarburos, pues juntos ya significan más del 40% del destino que se otorga a estos recursos.

Gráfico 8

Bolivia: Destino del gasto con recursos IDH del nivel central de gobierno – Agregado 2008-2017 (En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIGEP Móvil-MEFP.

En los tres niveles de gobierno, en el gasto del IDH se pueden constatar, que hay recursos que fueron destinados a cubrir gastos de funcionamiento, lo cual no está permitido por Ley Nacional, si embargo, esta situación pudo haberse dado por un mal apropiamiento de cuentas o por omisión de las mismas.

Consideraciones finales

La CPE define que sea el Estado quien tenga la propiedad y control de los recursos naturales considerados estratégicos; además le corresponde administrar toda la cadena de exploración, producción e industrialización a través de empresas estatales.

De la misma manera, determina que la distribución de los recursos que emergen de la explotación de recursos naturales debe seguir un criterio de equidad social, y por ello dispone que estos recursos sean asignados con prioridad a los territorios productores (constitucionaliza las Regalías por Hidrocarburos a las regiones productoras), a las naciones y pueblos indígenas originarios y a las comunidades campesinas.

En el caso de la actividad hidrocarburífera, además de las Regalías del 11% para los departamentos productores, la forma actual de distribución de las regalías mantiene los porcentajes de la ley anterior (de Hidrocarburos) a la promulgada en 2005 (Ley 3058); es decir, la asignación para el TGN y el Compensatorio para Beni y Pando. Por otro lado, también en la actualidad se mantiene la distribución definida para el IDH, definida antes de la asunción del Presidente Morales. Por lo tanto, la base imponible y distribución de los beneficios de la actividad hidrocarburífera, aún mantiene la lógica de los gobiernos previos al régimen actual.

Los ingresos estatales entre 2008 y 2017, se parten en dos ciclos bastante visibles; el primero entre la gestión 2008 a 2014, período en el que continúa el crecimiento exponencial de los recursos estatales que emerge en 2005; el crecimiento de los ingresos por actividades extractivas, se incrementan en este período en 137%.

Sin embargo, a partir de la gestión 2014, se evidencia, derivado de la reducción de los precios internacionales de materia prima y la recesión económica en nuestro país, un decremento consecutivo de los recursos del Estado, que llega hasta un 22% en 2017. Decremento que en el mismo período, significó del 58% para las recaudaciones por actividades extractivas.

Este contexto, muestra claramente que en los últimos diez años, no sólo que no cambió la regresividad de nuestro sistema tributario, sino que para la gestión 2017 aún creció más la dependencia de los impuestos indirectos frente a lo que sucedía en 2008; pues la base impositiva del país recae más sobre el consumo y menos sobre sectores dedicados a la exportación y de mayor poder adquisitivo; es decir, cobra mayores impuestos a quien menos tiene y cobra menos a quien tiene más.

Esta situación, deriva de las tendencias de los precios internacionales de los bienes producidos por las actividades extractivas, reflejan su volatilidad y la dependencia de estos en los ingresos fiscales.

A esto, se suma que la distribución de ingresos entre niveles estatales fue establecido en base a decisiones políticas e intereses particulares, sin ninguna lógica que pretenda priorizar necesidades y definir qué entidad los ejecutaría de la forma más eficiente, situación que no fue cambiada en doce años del régimen actual.

Asimismo, se visibiliza que no existe una forma de evaluación del gasto de los recursos emergidos de la explotación de recursos naturales, por lo tanto sólo se remite al cumplimiento de las competencias dentro el nivel subnacional y a decisiones de carácter político en el nivel central de Gobierno.

La bonanza perdida, la cual llegó a su techo más alto en la gestiones 2013 y 2014, para luego bajar de manera significativa, debería servir para reconducir la manera de ejecutar los recursos por explotación de recursos naturales, pues al ser tan volátiles y no recurrentes, deberían transitar por espacios de deliberación y planificación, que defina que estos recursos sean utilizados para inversión estratégica. Por supuesto que este proceso debe pasar también por un rediseño de la distribución de estos recursos, así como los ingresos tributarios, proceso que tiene al Pacto Fiscal como un instrumento transcendental para saber quién debería hacer qué y definir cuántos recursos necesita para eso.

La bonanza ha pasado y no se aprovechó el momento, sin embargo, es pertinente aún reconducir el proceso de Pacto Fiscal en el país, pues aunque la situación no es la de hace un quinquenio, aún existen recursos importantes de las actividades extractivas, las cuales deben definirse en su uso de acuerdo a prioridades nacionales y locales.

BIBLIOGRAFÍA

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL ESTADO – Estado Plurinacional de Bolivia

Ley 031 de Autonomías y Descentralización

Ley 154, de Clasificación y definición de Impuestos y de regulación para la creación y/o modificación de Impuestos de dominio de los gobiernos autónomos

Ley 3058 de Hidrocarburos

Ley 3791, de la Renta Dignidad

Decreto Supremo 28421, del 21 de octubre de 2005

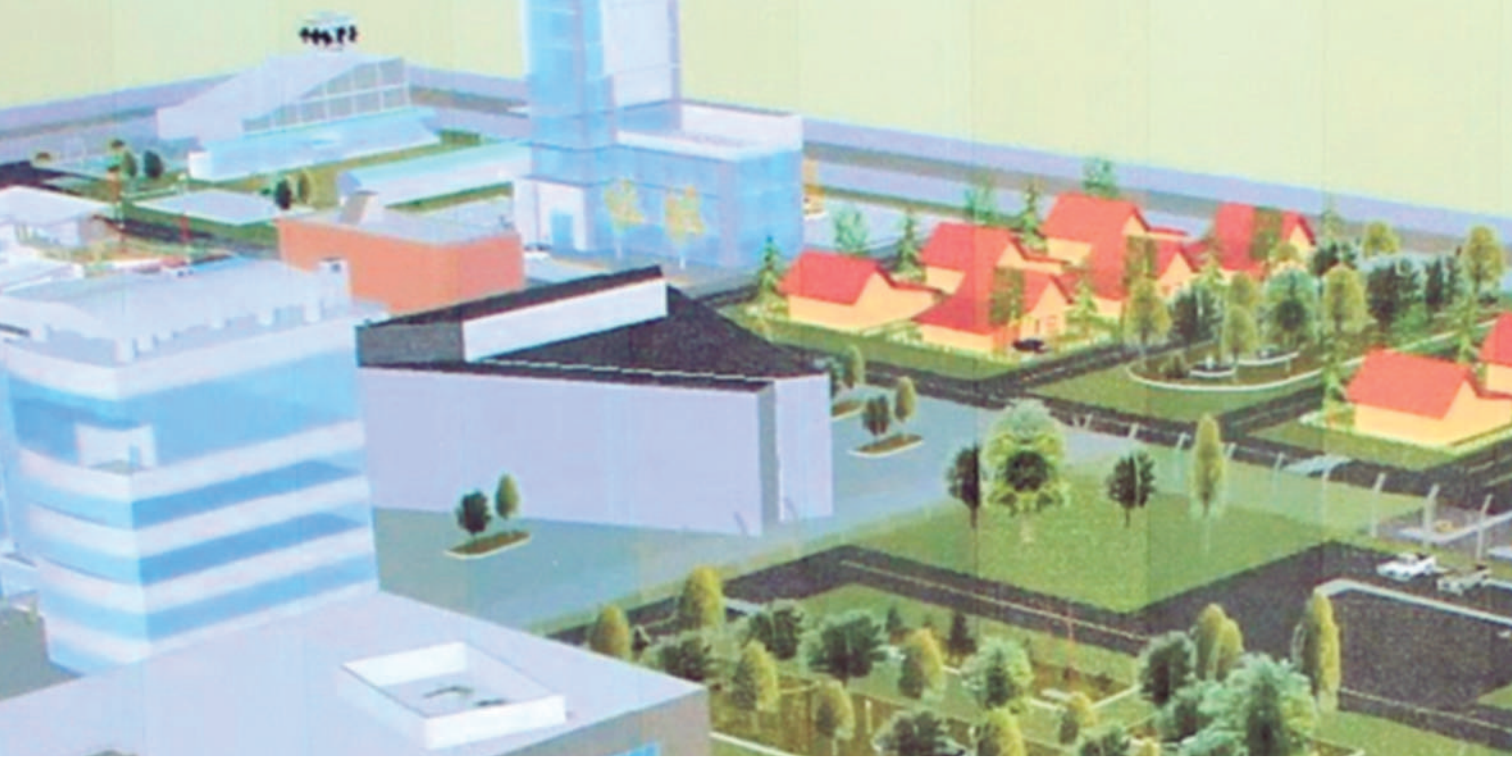
Decreto Supremo 29322, del 24 de octubre de 2007

Servicio de Impuestos Nacionales. Información digital de Recaudaciones

Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. Viceministerio de Presupuesto y Contabilidad Fiscal.

SISTEMA DE GESTIÓN PÚBLICA (Sigep Móvil).

Base de datos de Ejecución Presupuestaria y Estados Financieros - Bolivia



EL PROGRAMA NUCLEAR BOLIVIANO: ENTRE INCERTIDUMBRES Y PREOCUPACIONES

Silvia Molina Carpio



Introducción

Entre los años 2010 y 2013, el gobierno boliviano anunció reiteradamente que el país invertiría en energía nuclear con fines pacíficos. En esos primeros años se hablaba de asesoramiento de Rusia, posteriormente, los presidentes Evo Morales y Mahmud Ahmadineyad de Irán firmaron un memorando de entendimiento en el que ambos países expresaron su interés de cooperación para desarrollar la energía nuclear. Además, se solicitó la ayuda a Francia y Argentina.

A partir del año 2016, la política gubernamental empieza a concretarse con la firma de un Memorando de Entendimiento entre el gobierno boliviano y la Corporación Nuclear Estatal Rusa (ROSATOM), dando inicio el anunciado Programa Nuclear Boliviano (PNB). Este se consolida en septiembre de 2017, con la firma del contrato entre ROSATOM y la Agencia Boliviana de Tecnología Nuclear (ABEN), para la construcción del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear (CIDTN). La inversión prevista es superior a 300 millones de dólares.

Si bien la política gubernamental en términos de desarrollo de tecnología nuclear avanza con importantes compromisos y considerables inversiones, las incertidumbres en relación al Programa Nuclear Boliviano han mantenido un elevado grado de interrogantes en términos de objetivos, alcance, tecnología y recursos a emplearse, periodo de implementación, factibilidad del programa y de cada uno de sus componentes, resultados previstos y justificación de esas inversiones. Interrogantes que en ningún momento han sido respondidas por las autoridades del país.

La principal preocupación de la población en relación al PNB se relaciona con los riesgos que la tecnología nuclear y en particular la energía nuclear para producción de electricidad genera sobre los seres humanos y el ambiente. Otra gran inquietud se refiere al requerimiento de recursos que estas instalaciones necesitan.

A lo señalado, se suman las preocupaciones por la reserva con las que las autoridades nacionales informan; o la parcial y escasa información accesible, que ni siquiera está al alcance de especialistas en el tema y menos aún de universidades y centros de investigación. Todo esto, contrasta con la demanda imperiosa de contar con centros de investigación, diagnóstico y tratamiento para enfermedades como el cáncer, que tienen que ver con el desarrollo científico de la tecnología nuclear con fines médicos.

Este artículo, que para su elaboración ha podido contar con entrevistas a especialistas, parte de elementos básicos para avanzar en la comprensión de la situación de la tecnología nuclear en el mundo, sus perspectivas y escala de operación. El objetivo es contar con una lectura y análisis crítico sobre el rumbo que el país está siguiendo en términos de tecnología nuclear para llevar adelante el Programa Nacional que se encuentra en marcha.

En el sentido señalado, se considera que el lineamiento general de partida de la política nuclear que desarrolla el gobierno, es el expresado en el documento “Programa Nacional de Ciencia y Tecnología Nuclear” elaborado por el Viceministerio de Ciencia y Tecnología el año 2012. Sin embargo, los acuerdos para implementación y desarrollo del PNB han resultado en ajustes y modificaciones de este programa o en decisiones que se estarían adoptando solo entre entidades de gobierno y empresas extranjeras, sin discusión sobre el plan, los riesgos, la utilidad y otros interrogantes.

La tecnología nuclear en el Mundo

Usos pacíficos de la tecnología nuclear: reactores de investigación y reactores de potencia o de generación de electricidad

De acuerdo al documento “Programa Nacional de Ciencia y Tecnología Nuclear” del año 2012, del Viceministerio de Ciencia y Tecnología, se debe entender por Instalación Nuclear cualquier tipo de máquina o equipo que genere o produzca radiaciones nucleares ionizantes¹, neutrones o radioisótopos².

El mismo estudio define que los reactores nucleares (RN) son máquinas en las que se producen reacciones nucleares de fisión en cadena (o de fusión en el futuro) de manera controlada con fines determinados y específicos, usualmente para producir neutrones que luego son utilizados por un lado, en la investigación fundamental y aplicada y en la producción de radioisótopos, y por otro lado, para generar energía eléctrica aprovechando la gran cantidad de energía producida en la reacción de fisión nuclear³.

De esta definición muy general, se desprende que hay dos tipos de reactores nucleares, los *reactores llamados de investigación o experimentales*, y los *reactores de potencia* que son usados en la generación de núcleo-electricidad.

Reactores de investigación para el avance de conocimientos científicos

La mayor parte de los reactores nucleares en el mundo se utilizan para investigación y formación, tienen el objetivo de proporcionar una fuente de neutrones para

¹ Las radiaciones ionizantes son aquellas radiaciones electromagnéticas también llamadas fotónicas y corpusculares con la energía suficiente para lograr la ionización de átomos o moléculas dando lugar a la formación de iones, es decir, la separación de uno o más electrones de la estructura electrónica de los átomos a partir de átomos neutros de materia, la que puede estar en estado sólido, líquido o gaseoso. Programa Nacional de Ciencia y Tecnología Nuclear. Viceministerio de Ciencia y Tecnología. 2012.

² Los Radioisótopos son isótopos de elementos químicos cuyo núcleo atómico es inestable y por lo tanto capaz de emitir radiaciones, fotónicas o corpusculares, provenientes de su núcleo en periodos de tiempo definidos. Idem.

³ Idem.

el avance de los conocimientos científicos. Destaca su uso en la investigación sobre la estructura de la materia y pruebas de materiales; contribuciones a la medicina e industria, relacionada con la producción de radioisótopos para el diagnóstico y tratamiento de enfermedades; y en muchos casos para desarrollar tecnología específica con fines de generación nucleoelectrónica a ser aplicada en centrales nucleares.

Los reactores de investigación son mucho más pequeños que los reactores de potencia y en muchos casos son instalados en campus universitarios y centros de investigación. Una de las formas de clasificación de estos reactores es a partir de la potencia de generación, que puede ir desde menos de un vatio hasta superar los 100 megavatios (MW).

Los primeros reactores nucleares construidos con fines de investigación en los años 50 y 60 empleaban el isótopo uranio-235 (^{235}U) poco enriquecido (UPE) como combustible, y generaban bajas potencias. En años posteriores, las necesidades de investigación exigían mayores potencias, lo que llevó a la sustitución de UPE por uranio muy enriquecido (UME). Sin embargo, este cambio ha implicado el riesgo de uso del UME en la fabricación de armas nucleares. Por ese motivo, actualmente se están desarrollando acciones internacionales para eliminar gradualmente el uso del UME, reemplazándolo por UPE y otros combustibles, y también realizando cambios en el diseño de los reactores.

De acuerdo al Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA o IAEA por sus siglas en inglés), hasta ahora fueron instalados más de 900 reactores nucleares de investigación en diferentes países del mundo. La situación, a octubre 2017 (cuadro 1), muestra que 225 reactores se encuentran en operación y 442 han sido desactivados, trece están desactivados temporalmente y 442 en forma permanente. Adicionalmente, hay diez reactores de investigación en construcción, de los cuales cuatro superan 100 MW de potencia y están en proceso de planificación otros trece, de los cuales cuatro se encuentran en países en desarrollo.

Cuadro 1
Situación de reactores nucleares de investigación por región

Región	Operación	Temporalmente Desactivado	En construcción	Planeado	Desactivado	Cancelado
Norte América	56				237	4
Latino América	16	1	2	1	3	
Europa Occidental	28	1	1	2	121	8
Europa Oriental	72	3	5	1	57	
África	7	2		1	1	1
Oriente Medio y Asia del Sur	16		2	2	5	
Asia Sudoriental y el Pacífico	6			1	2	2
Lejano Oriente	24	6		5	16	1
Total	225	13	10	13	442	16

Fuente: International Atomic Energy Agency (IAEA)/Research Reactor Database (RRDB).

De acuerdo a la IAEA⁴, Paraguay y Bolivia son dos países sudamericanos que no cuentan con esta tecnología, frente a otros países que tienen definidas sus políticas nucleares, las que se reflejan en avanzados programas tecnológicos. Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú y Uruguay operan reactores nucleares de investigación y Venezuela contaba con un reactor que fue desactivado (cuadro 2).

Cuadro 2:
Reactores nucleares de investigación en Sud América

País	Nombre de la instalación	Energía Producida (kW)	Situación
Brasil	RMB	30.000,000	Planeado
Argentina	CAREM 25	100.000,000	En construcción
Argentina	RA-10	30.000,000	En construcción
Argentina	RA-4	0,0010	En operación
Argentina	RA-6	500,000	En operación
Argentina	RA-1 Enrico Fermi Reactor	40,000	En operación
Argentina	RA-3	10.000,000	En operación
Argentina	RA-0	0.0100	En operación
Brasil	IEA-R1	5.000,000	En operación
Brasil	IPR-R1	100,000	En operación
Brasil	Argonauta	0,2000	En operación
Brasil	IPEN/MB-01	0,1000	En operación
Chile	RECH-1	5.000,000	En operación
Colombia	IAN-R1	30,000	En operación
Perú	RP-0	0,0010	En operación
Perú	RP-10	10.000,000	En operación
Argentina	RA-8	0,0100	Temporalmente desactivado
Chile	RECH-2	2.000,000	Desactivado por largo periodo
Venezuela	RV-1	2.000,000	Permanentemente desactivado
Argentina	RA-2	0,0300	Desmantelado
Uruguay	RU-1	10,000	Desmantelado

Fuente: International Atomic Energy Agency (IAEA)/Research Reactor Database (RRDB).

Reactores de potencia o de generación de electricidad a partir de fisión nuclear

Los reactores nucleares de potencia se fundamentan en el aprovechamiento de la energía térmica que se genera en las reacciones de fisión nuclear. Su aplicación principal es en la generación de energía eléctrica en centrales nucleares.

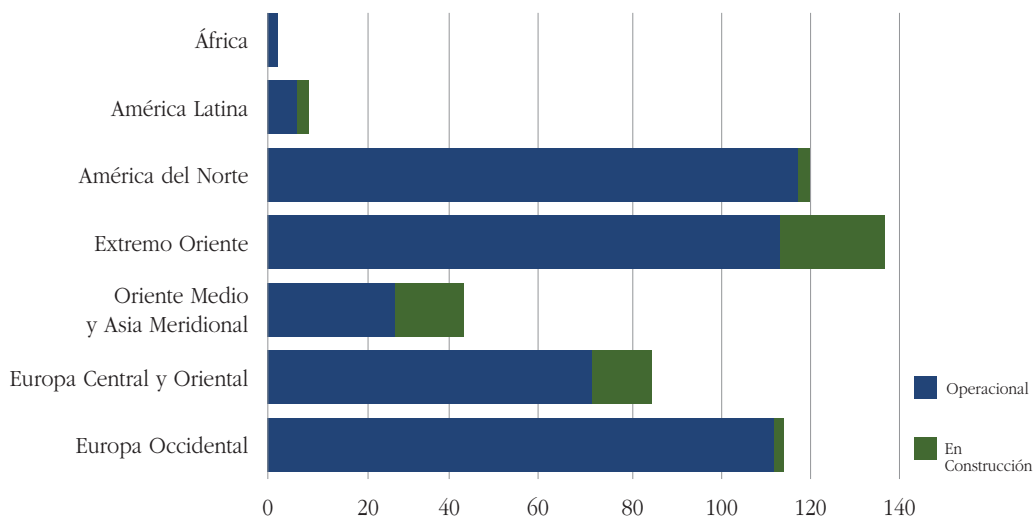
El *Examen de Tecnología Nuclear del 2017* publicado por el IAEA, revela que, a finales del 2016, con 448 reactores en funcionamiento, la energía nuclear tenía una

capacidad de generación mundial de 391 GW (Gigavatios), aproximadamente 8,3 GW más que en 2015. En 2016 se pusieron en régimen de parada definitiva tres reactores, se conectaron a la red diez reactores nuevos y se inició la construcción de tres.

De acuerdo al mismo informe, si bien la distribución regional de reactores de potencia (figura 1) muestra mayor concentración en Norte América, particularmente en Estados Unidos y Canadá, las perspectivas de crecimiento a corto y largo plazo están centradas en Asia, especialmente en China. Esta situación se verifica en la figura 2, en la que se detalla que de los 61 reactores en construcción al 2016, 40 están en Asia, al igual que 47 de los 55 reactores que se han conectado a la red desde 2005.

China es el país que va desarrollando con gran ímpetu la energía nuclear, es así, que de los diez nuevos reactores conectados el año 2016, cinco corresponden a China y los restantes a India, Corea del Sur, Paquistán, Rusia y Estados Unidos. Actualmente, el programa e industria nuclear civil de la República Popular China (RPC) cuenta con nueve reactores nucleares convencionales en funcionamiento y dos más en construcción, que proporcionan 2,3% de la electricidad del país. El programa energético que este país está aplicando permitirá la puesta en funcionamiento de más de 30 nuevas plantas nucleares para el año 2020. Para satisfacer el rápido crecimiento de la economía, expertos científicos chinos estiman que será necesaria la construcción de cerca de 200 nuevas plantas hacia el año 2050. Para entonces, la RPC podría producir por sí sola la mitad de energía nuclear que hoy generan todas las centrales nucleares del planeta.⁵

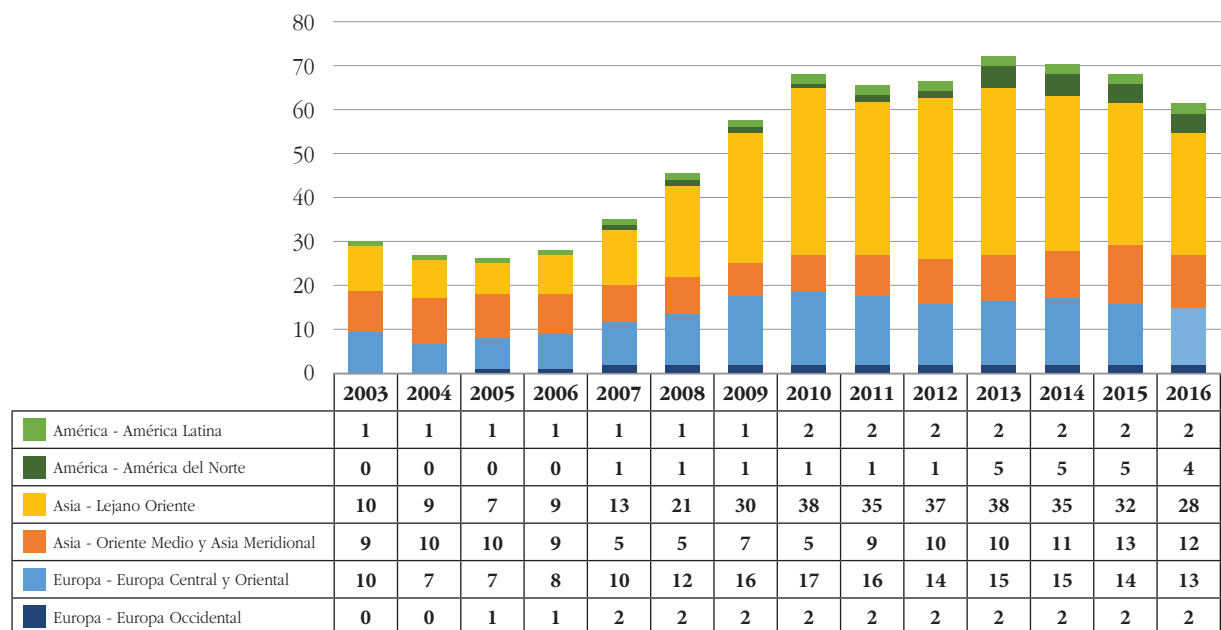
Figura 1:
Distribución Regional de Plantas Nucleares de Energía



Fuente: IAEA/Power Reactor Information System (PRIS)

⁵ V. G. Rebolledo, 2009. China, Potencia nuclear: Programa nuclear y política de no proliferación y control de armamento.

Figura 2:
Número de reactores en construcción por región



Fuente: Sistema de Información sobre reactores de potencia de la IAEA.

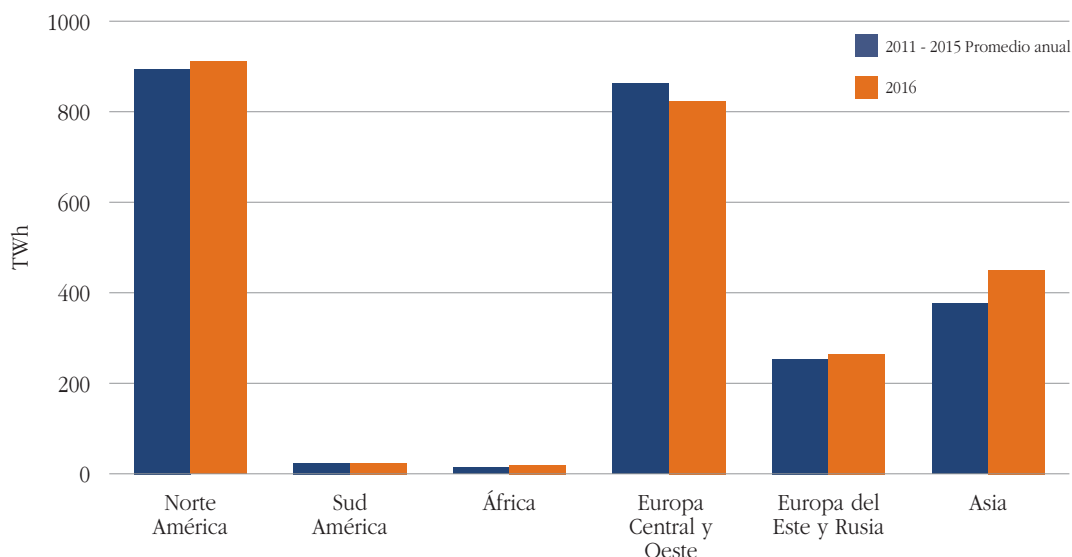
Por otra parte, la Organización de las Naciones Unidas (ONU), reporta que, desde enero de 2016, más de 30 países generan energía eléctrica mediante reactores nucleares. Estas centrales nucleares generaron 10,9 % de la producción eléctrica mundial en el año 2012. En 2014, 13 países dependieron de la energía nuclear para generar, al menos, la cuarta parte de toda su electricidad⁶.

Sin embargo, el accidente de Chernóbil en 1986, ubicado en la actual Ucrania, y la catástrofe de Fukushima (Japón) en 2011, han generado grandes preocupaciones y polémica en relación a la energía nuclear. Después de la catástrofe de Fukushima, la Unión Europea mejoró las normas, realizó una evaluación completa del riesgo y de la seguridad de todas las centrales nucleares y, algunos países como Alemania, decidieron eliminar progresivamente la energía nuclear hasta el año 2020. Al mismo tiempo, en Europa aumentó la presión pública para el abandono de la energía nuclear, aunque la dependencia de esta fuente es elevada, al igual que en Norte América, como muestra la figura 3.

En América Latina, solo tres países, Argentina, Brasil y México tienen centrales nucleares en operación. La energía nuclear representa el 6,0% del suministro eléctrico en Argentina, país que cuenta con el mayor desarrollo tecnológico en energía nuclear en la región, sustentada en una política impulsada desde el Estado a lo largo de casi siete décadas. Argentina fue el primer país en América Latina en instalar, el año 1974, a orillas del río Paraná de las Palmas, la Central Nuclear Atucha I de 357 MW. A esta

⁶ <http://www.un.org/es/sections/issues-depth/atomic-energy/index.html>

Figura 3:
Producción regional de energía en centrales nucleares
Expresada en Tera vatios-hora (TWh)



Fuente: IAEA/PRIS.

le siguió la Central Nuclear Embalse, que entró en funcionamiento en 1984, y tres décadas después, en 2007, el gobierno del presidente Néstor Kirchner reinició las obras de la Planta Atucha II, que había estado paralizada por más de veinte años. Atucha II fue concluida el 2014, año en el que incorpora 745 MW al sistema interconectado. La paralización de los proyectos Atucha III, IV y V el 2018, por “problemas de restricción presupuestaria”, ha llevado a crisis a empresas estatales como INVAP, que desde el año 2016 perdió el 94% de su facturación al estado⁷. Sin embargo, el sector de tecnología nuclear de Argentina parecería estar entre los objetivos de financiamiento del gobierno chino, que ya el 2015 suscribió acuerdos para llevar a cabo estas inversiones.

Si bien el argumento para el desarrollo de la energía nuclear en Brasil fue siempre la necesidad de diversificar la matriz energética de ese país, el porcentaje de suministro total de electricidad procedente de la energía atómica alcanza a 3,0% del total y procede de dos centrales nucleares: Angra I, puesta en operación en 1982 con una potencia de 640 MW y Angra II, inaugurada el año 2000, con 1350 MW. El año 2010 se reinició la construcción del tercer reactor, Angra 3, de una potencia de 1.045 MW, después de haber estado paralizado por 24 años. El proyecto fue suspendido el año 2015 por problemas de financiamiento (requiere una inversión superior a 3.000 millones de dólares) y corrupción en la empresa estatal Eletronuclear (subsidiaria de Eletrobras), encargada del proyecto. El complejo Central Nuclear de Angra o Almirante Álvaro Alberto (CNAAA) de Angra, está ubicado en la Playa de Itaorna en Angra dos Reis, en Río de Janeiro.

⁷ <https://informepolitico.com.ar/ajuste-nuclear-el-trasfondo-de-la-cancelacion-de-atucha-iii/>

En México se encuentra la Central Nuclear Laguna Verde en el estado de Veracruz, con un aporte del 3,6% al suministro total de electricidad del país.

Después de la catástrofe nuclear de Fukushima, parte de las estrategias de impulsar la energía atómica en América Latina retrocedieron, entre éstas, el debate sobre generación de electricidad a partir de centrales nucleares en Chile, los planes de mayor explotación en México y el abandono del proyecto, acordado el 2010, entre Venezuela y Rusia para la generación de electricidad a partir de una central nuclear que había sido planificada bajo el argumento de la necesidad de uso de fuentes menos contaminantes.^{8/9}

Nuevas tecnologías: Reactores Nucleares pequeños, medianos y modulares (SMR)

Durante los últimos años, la IAEA impulsa y coordina con sus Estados Miembros el desarrollo de reactores pequeños, medianos y modulares (SMR, por sus siglas en inglés), que pueden ser de distintos tipos y potencia. Son definidos como “reactores avanzados”, que producen hasta 300 MW de electricidad por módulo, poseen características de ingeniería de alta tecnología, pueden desplegarse como centrales de uno o varios módulos y están diseñados para ser construidos en fábrica y transportados a las compañías eléctricas para su instalación conforme aumenta la demanda.

La IAEA destaca en ese sentido que “el interés mundial por los reactores pequeños y medianos o modulares ha ido en aumento dada su capacidad para satisfacer la necesidad de una generación de electricidad flexible para una variedad más amplia de usuarios y aplicaciones, y para sustituir las envejecidas centrales eléctricas alimentadas por combustibles fósiles. También muestran un mejor comportamiento de la seguridad gracias a características de seguridad inherente y pasiva, tienen unos costos de capital por adelantado más asequibles y son adecuados para la cogeneración y para las aplicaciones no eléctricas. Asimismo, ofrecen opciones para regiones remotas con infraestructuras menos desarrolladas y la posibilidad de sistemas energéticos híbridos sinérgicos que combinan fuentes de energía nuclear y fuentes de energía alternativa, incluida la energía renovable”¹⁰.

Se trata de una tecnología en desarrollo. En todo el mundo existen unos 50 diseños y conceptos de SMR, la mayoría de ellos están en diversas etapas de investigación y de algunos se afirma que podrán desplegarse a corto plazo. Actualmente existen cuatro SMR en etapas avanzadas de construcción en la Argentina, China y Rusia; y varios países en el ámbito de la energía nuclear y en fase de incorporación están llevando a cabo actividades de investigación y desarrollo de SMR¹¹.

⁸ <https://www.semana.com/mundo/articulo/hugo-chavez-firmo-acuerdo-para-construir-central-nuclear-venezuela/123254-3>

⁹ <https://www.elnuevodiario.com.ni/internacionales/97165-chavez-suspende-programa-nuclear-pacifico-accident/>

¹⁰ <https://www.iaea.org/es/newscenter/pressreleases/el-oiea-amplia-la-cooperacion-internacional-en-materia-de-reactores-pequenos-y-medianos-o-modulares>

¹¹ <https://www.iaea.org/es/temas/reactores-modulares-pequenos>

Desarrollo de la tecnología nuclear, centrales nucleares y seguridad

El mayor impulso al desarrollo de la energía nuclear en el mundo proviene de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), a través del Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA) que es una de las organizaciones internacionales conexas al sistema de la ONU.

La IAEA señala que la innovación, los avances tecnológicos y unos nuevos modelos económicos pueden ayudar a que aumente la contribución de la energía nucleoelectrónica a la matriz energética mundial y al desarrollo sostenible. A su vez destaca que muchos países podrían garantizar el abastecimiento de energía mientras reducen las emisiones de efecto invernadero, existiendo un vínculo entre los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y el trabajo de la IAEA orientado a impulsar el uso de la tecnología nuclear en la industria, salud, medio ambiente como también en la generación de energía. Para el director de la IAEA, Yukiya Amano, reelegido a finales del 2017 por un periodo de 4 años, “la energía nuclear tiene un bajo impacto en el ambiente, lo que significa disminuir significativamente las emisiones contaminantes”¹².

Sin embargo, no es posible olvidar que la historia de la tecnología nuclear suma accidentes y desastres de diferente magnitud y alcance, que van desde explosiones, filtraciones radiactivas a fallas en los sistemas internos y de seguridad, e inadecuada respuesta en situaciones de problemas, a lo que se suman los desechos radiactivos o residuos nucleares de cualquier tipo que proceden de las centrales nucleares, centros de investigación, actividades militares y sector de salud.

La aplicación de la tecnología nuclear vinculada a contribuir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en ámbitos de salud, producción de alimentos, medio ambiente y técnicas para la industria, difiere en magnitud, inversión, generación de desechos y en especial, en el riesgo generado con la aplicación de tecnología nuclear en centrales de potencia. En estos casos, a los accidentes relacionados a centrales nucleares, se suma la pérdida económica que generan los basureros nucleares y el temor de una disposición inadecuada de los residuos radioactivos, lo cual está vinculado a un factor económico. Cuando se calcula el costo por kW-hora generado en una planta atómica, no se incluyen los costos de los basureros nucleares. De incluirse este costo, el kW-hora es el más caro de todos los sistemas de producción de energía. Por esta razón, hay pocos basureros nucleares que cumplan los requisitos mínimos de seguridad, y la disposición de los residuos ha sido, y sigue siendo, un tema de controversia¹³.

Los mayores accidentes nucleares en el mundo se han producido en centrales nucleares de potencia (figura 4), es el caso de Chernóbil y Fukushima; aunque también pueden suceder en otros centros en los que se trabaje con tecnología nuclear, como hospitales o laboratorios y centros de investigación.

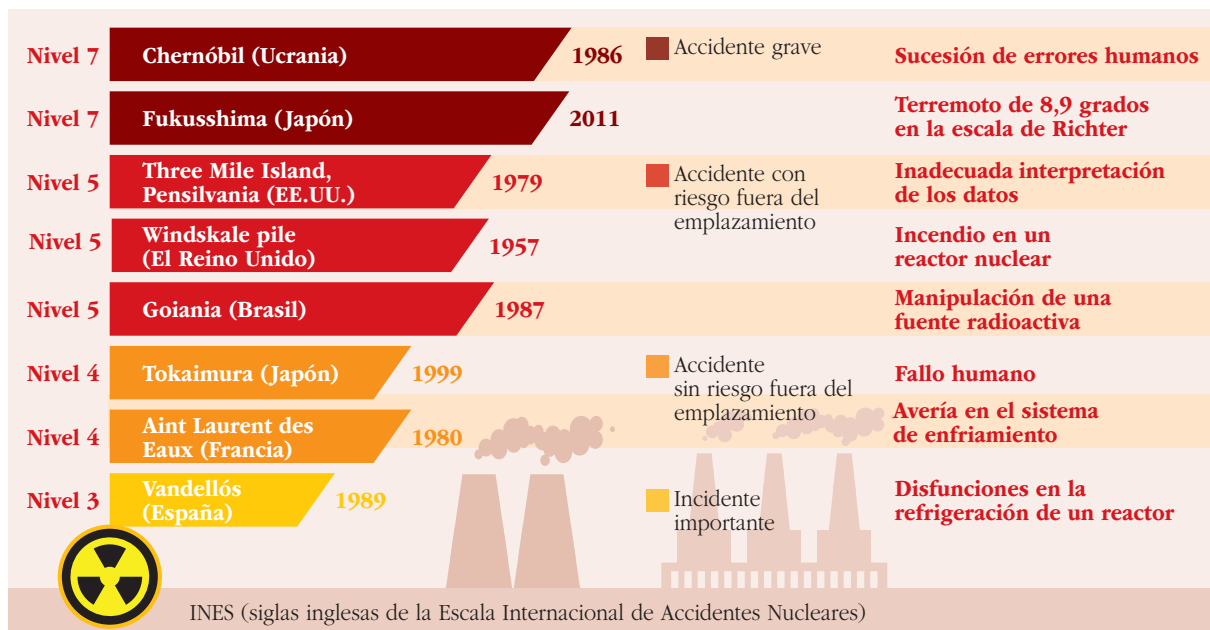
¹² La OIEA insta a incluir la energía nuclear en conversaciones sobre cambio climático. <http://www.un.org/climate-change/es/blog/2015/11/la-oiea-insta-incluir-la-energia-nuclear-en-conversaciones-sobre-cambio-climatico/index.html>

¹³ Programa de Ciencia y Tecnología Nuclear. Viceministro de Ciencia y Tecnología, Ministerio de Educación, Bolivia. 2012.

Figura 4:

Los más graves accidentes nucleares en el mundo y sus causas

(Clasificados de acuerdo a la Escala Internacional de Accidentes Nucleares – INES)



Fuente: Infografía hispanTV.

No se incluye en esta figura la sucesión de hechos en la Planta de Procesamiento de Combustible Nuclear (separación de plutonio para uso en armas nucleares) en el Complejo Químico de Mayak, Rusia, que se mantuvo en secreto durante décadas y es considerado actualmente de Nivel 6 en la escala INES. La combinación de derrame deliberado de residuos radiactivos en aguas superficiales (lagos y ríos) entre 1948 a 1956, el accidente en el sistema de refrigeración en 1957 y la diseminación de polvo nuclear de uno de los embalses utilizados para almacenar residuos de reprocesamiento nuclear el año 1967, generaron más de 200 muertos y afectaron un área de 20.000 kilómetros cuadrados que estaba poblado por 270.000 personas.

El reporte “MAYAK, Una fábrica de muerte en Rusia”¹⁴ elaborado y difundido en el 2002 por la organización Greenpeace, informa que 60 años después aún persiste la contaminación y sus efectos. Señala “... esta es una de las tragedias que la industria nuclear mantiene en silencio. Mayak es uno de los sitios más contaminados del planeta por la industria nuclear y su desconocimiento por el público se debe a que se mantuvo oculto y al hecho que la tragedia ha ido sucediendo a lo largo de varias décadas. Un “Chernobyl”, pero en cámara lenta”¹⁵.

¹⁴ <http://www.greenpeace.org/argentina/Global/argentina/report/2006/3/mayak-una-fabrica-de-muerte-e.pdf>

¹⁵ Idem

Tecnología nuclear en Bolivia

Antecedentes históricos: La creación de la Comisión Boliviana de Energía Nuclear (COBOEN) y el Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear (IBTEN)

Las experiencias e investigaciones relacionadas con energía nuclear se iniciaron en Bolivia con la creación, mediante Decreto Supremo 5389 del 14 de enero de 1960, de la Comisión Boliviana de Energía Nuclear (COBOEN). Posteriormente, en 1967, el COBOEN es reconocido como miembro del Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA)¹⁶ y en 1969, Bolivia se incorpora como Estado miembro de La Comisión Interamericana de Energía Nuclear (CIEN), organismo especializado de la Organización de Estados Americanos (OEA).

COBOEN tenía como misión, promover, dirigir, implementar y difundir el uso pacífico de la tecnología nuclear, como también, realizar estudios y trabajos de preparación, prospección, evaluación, explotación, refinación, control, comercialización de minerales radioactivos, complejos y subproductos existentes en el país¹⁷.

COBOEN nace junto a las primeras prospecciones en búsqueda de uranio en la región de Cotacajes, en el departamento de Oruro, y ya en 1967, estas actividades se realizaban en la Cordillera Real, específicamente en la formación Los Frailes. En años posteriores, además de continuar la prospección, se avanzó en el proceso de lixiviación y concentración, pero no se alcanzaron resultados comerciales.

Después de 23 años de creación de COBOEN, en 1983, el componente de prospección, exploración y explotación pasó al Servicio Geológico de Bolivia (GEOBOL), y el resto de áreas orientadas a la investigación no minera se convirtieron en el Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear (IBTEN), creado por Decreto Supremo No. 19583.

El IBTEN, dependiente de la Presidencia de la República, se encargó de concentrar las actividades de investigación y aplicación de técnicas nucleares, planificación y supervisión del desarrollo de la tecnología nuclear y aplicación de la Ley de Protección Radiológica. Tenía las funciones de contraparte nacional oficial para todos los convenios y relaciones internacionales sobre tecnología nuclear¹⁸. Posteriormente, mediante varios decretos supremos, la dependencia y/o tuición del IBTEN pasó por diferentes instituciones: la Prefectura del Departamento de La Paz (1995¹⁹), el Ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente (1996²⁰) y el Ministerio de Educación (2010²¹).

¹⁶ Los programas nucleares de los diferentes países, así como todas las instalaciones nucleares, se encuentran bajo la supervisión y control del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) con sede en Viena (www.iaea.org).

¹⁷ Decreto Supremo 5389 del 14 de enero de 1960

¹⁸ Decreto Supremo 19583 de 3 de junio de 1983.

¹⁹ Decreto Supremo 24206 de 29 de diciembre de 1995

²⁰ Decreto Supremo 24259 de 21 de marzo de 1996

²¹ Decreto Supremo 0429 de 10 de febrero de 2010

El IBTEN ha trabajado desde su creación en investigación y prestación de servicios empleando técnicas analíticas convencionales y técnicas nucleares. Ha realizado investigaciones aplicadas a la agricultura en química de suelos y de la dinámica del agua y fertilizantes en suelos del Altiplano. Realiza también investigaciones químicas y físicas, y es responsable del análisis radiométrico de control de los laboratorios radiológicos del país.

En marzo 2012, el Viceministerio de Ciencia y Tecnología dependiente del Ministerio de Educación presentó el documento “Programa Nuclear de Ciencia y Tecnología”, que sería la base del Programa Nuclear Boliviano (PNB).

En febrero del 2015, se dispone que el Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear (IBTEN) pasa a tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, manteniendo su naturaleza jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa y financiera²². A partir de ese momento, el PNB resulta bajo la tutela de ese ministerio.

La creación de la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN)

La Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN) se crea el 2016 mediante Decreto Supremo 2697, como institución pública descentralizada bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía²³. Tiene como funciones:

1. Implementar y ejecutar la política en materia de tecnología nuclear;
2. Proponer y desarrollar planes y programas en materia de tecnología nuclear;
3. Suministrar o comercializar bienes en materia de tecnología nuclear;
4. Desarrollar y prestar servicios en materia de tecnología nuclear;
5. Promover y desarrollar en el país la investigación en el campo de la ciencia y tecnología nuclear y sus aplicaciones con fines pacíficos;
6. Operar las instalaciones nucleares en el marco del Programa Nuclear Boliviano;
7. Ejercer la propiedad y resguardo estatal de los materiales fisiónables que pudieran ser introducidos y desarrollados en el país;
8. Ejercer la propiedad estatal de los materiales radiactivos contenidos en los elementos combustibles irradiados, generados dentro del territorio boliviano;
9. Otras funciones dispuestas en normativa legal vigente.

La dependencia de esta repartición del Estado se sustenta en el Artículo 58 del Decreto Supremo 29894, de 7 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo, que fue modificado y complementado por el Decreto Supremo 2276 de 25 de febrero de 2015 y que dispone como una de las atribuciones de la Ministra(o) de Hidrocarburos y Energía, proponer e implementar políticas y programas para el desarrollo de la investigación y aplicación de la energía nuclear con fines pacíficos en todos aquellos sectores que requieran su utilización.

²² Decreto Supremo 2276 de 25 de febrero de 2015.

²³ Decreto Supremo 2697 del 9 de marzo de 2016.

El ministro de Hidrocarburos y Energía, Luis Alberto Sánchez señalaba al momento de creación del ABEN, “Bolivia contará con el primer Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear (CIDTN), será el más grande y moderno de Latinoamérica, estará en la zona de Parcopata, en el Distrito 8 de la ciudad de El Alto; su construcción durará cuatro años y tendrá una inversión de 300 millones de dólares”²⁴.

Del Programa Nuclear de Ciencia y Tecnología del 2012 al Programa Nuclear Boliviano (PNB) y el Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear

Entre declaraciones de autoridades, restricción de información e interrogantes

El significado y alcance del Programa Nuclear Boliviano ha generado dudas a investigadores y especialistas como a la población en general, y no llega a ser explicado plenamente por autoridades y funcionarios responsables de llevarlo adelante. Si bien el documento elaborado el 2012 por el Viceministerio de Ciencia y Tecnología y los esfuerzos de información de la ABEN se concentran en la aplicación de la tecnología nuclear en salud, industria, alimentos e investigación, las continuas declaraciones del Presidente Evo Morales y del Vicepresidente Álvaro García Linera mostrarían que uno de los importantes objetivos es impulsar la generación de energía eléctrica a partir de centrales nucleares.

En ese sentido, al anunciar a fines del 2013 el ambicioso plan de promoción de la energía nuclear con fines pacíficos que forma parte de la llamada Agenda Patriótica 2025, el Presidente Evo Morales señalaba, “Bolivia tiene materia prima para producir energía nuclear con fines medicinales y en la generación de electricidad”²⁵. Más adelante, Álvaro García Linera ratificaba lo anterior, “El conocimiento de la energía atómica es el que nos va a pavimentar el camino del siglo XXI, país que no la conozca, que no esté preparado para usarlo con fines pacíficos, médicos y energéticos, quedará anclado en el siglo XIX y será objeto de maltrato, abuso y discriminación, y Bolivia no estará entre esos países”²⁶

Por otra parte, de acuerdo a su creación, el Programa Nuclear Boliviano, tiene como objetivo potencializar los avances científicos y tecnológicos en el país, empleando la tecnología nuclear con fines pacíficos, para construir en el país una cultura científica-tecnológica inclusiva, con aplicaciones para la salud, industria, ciencia y tecnología, además de la formación y capacitación de recursos humanos, por lo que es necesario establecer la institucionalidad de dicho programa para su implementación, dada las características e importancia del mismo²⁷.

²⁴ Nace la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN). <http://www.comunicacion.gob.bo/?q=20160309/2078>

²⁵ Evo: Bolivia tiene materia prima para producir energía nuclear. La Razón, 31 de octubre de 2013.

²⁶ Vicepresidente: “El conocimiento de la energía atómica va a pavimentar el camino del siglo XXI”. 8 de julio de 2016. http://www.la-razon.com/economia/Evo-Bolivia-materia-producir-energia_0_1934806533.html

²⁷ Decreto Supremo 2697.

El PNB responde al Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social en el marco del Vivir Bien 2016-2020, que define: “la Ciudadela Nuclear se constituye en un mecanismo que permitirá al 2020 promover el uso pacífico de la energía nuclear en los ámbitos de las aplicaciones tecnológicas medicinales entre otras, así como la formación de recursos humanos. Para el cumplimiento de este resultado se desarrollarán nuevas acciones, las cuales se detallan a continuación:

- Realizar la construcción de la Ciudadela Nuclear, en la cual se construirá una Planta de Irradiación Gamma, el Centro Nacional Ciclotrón y el Reactor Nuclear de Investigación, centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear con fines médicos y de seguridad alimentaria.
- Realizar un estudio de identificación de alternativas de otras aplicaciones en tecnología nuclear para fines pacíficos.”

Actualmente, en el marco del PNB, la ABEN tiene a su cargo la construcción de infraestructura e implementación del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear (CIDTN). Los permisos, licencias y/o autorizaciones nacionales en el ámbito de desarrollo de tecnología nuclear deben ser otorgados por el Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear (IBTEN), y las licencias ambientales por la Autoridad Ambiental Competente Nacional.²⁸

ROSATOM de Rusia a cargo del Programa Nuclear Boliviano y el Centro de Investigación y Desarrollo de Tecnología Nuclear (CIDTN)

De acuerdo al estudio realizado en el 2012, el Viceministerio de Ciencia y Tecnología propuso tres instalaciones en las que debería concentrarse el Programa Nuclear Boliviano: a) Ciclotrón para uso en medicina nuclear, b) Reactor nuclear de investigación y c) La Planta Nuclear Multipropósito. Estas tres instalaciones son parte del contrato firmado con la empresa estatal rusa ROSATOM. La lógica de contar con un ciclotrón que tiene como principal aplicación la medicina nuclear llevó a la necesidad de adicionar un componente, se trata de los Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia que son parte del contrato firmado con la empresa argentina INVAP.

a) Ciclotrón para uso en medicina nuclear

El ciclotrón es un acelerador de partículas que permite producir radioisótopos (radiofármacos) que ayudan en el diagnóstico de enfermedades al interactuar con las células. Los radiofármacos tienen tiempo de vida corta y al ser utilizados en el diagnóstico no dejan trazas en el organismo ni en el ambiente. En general no producen modificaciones fisiológicas visibles por

²⁸ <http://senado.gob.bo/prensa/noticias/asignan-competencia-de-tecnolog%C3%ADa-nuclear-con-fines-pac%C3%ADficos-al-nivel-central-del>

interacción con biomoléculas específicas del organismo (no tienen efecto farmacológico o tienen mínimo efecto farmacológico).

Un ciclotrón es básicamente una cámara cilíndrica de alto vacío en la que, mediante un campo magnético paralelo al eje del cilindro y un sistema de radiofrecuencia para generar un campo eléctrico alternante, es posible acelerar a energías muy elevadas partículas elementales (como protones y deuterones) producidas mediante una fuente de iones situada en el centro de la cavidad. Estas partículas se hacen chocar con los blancos, en los que tienen lugar reacciones nucleares que llevan a la obtención de los isótopos emisores de positrones, que serán finalmente utilizados para sintetizar los diferentes radiofármacos²⁹.

Entre los radioisótopos producidos en ciclotrones y que tienen mayor aplicación al presente, se encuentra un radioisótopo del flúor, el F-18, que es una fuente de positrones, es decir electrones positivos, y que cuenta con un periodo de semi-desintegración de aproximadamente 110 minutos. Su principal empleo es en tomografía por emisión de positrones (escáner PET), lo que implica la importancia de la cercanía a centros de diagnóstico para su uso durante el tiempo que se encuentra activo.

El único centro de medicina nuclear (diagnóstico y tratamiento avanzado), que cuenta con un ciclotrón para la producción de radiofármacos empleados en el diagnóstico de enfermedades, se encuentra en La Paz³⁰. Es resultado de una iniciativa privada y empezó a funcionar en julio del 2018. Otros centros de medicina nuclear en el país no cuentan con servicios para el diagnóstico precoz del cáncer y otras enfermedades por la falta de un ciclotrón que produzca los radioisótopos necesarios para la práctica de esta modalidad de imagen.

Por tanto, la implementación de un ciclotrón implica la necesidad de contar con centros especializados para el diagnóstico y tratamiento (centros de radioterapia). Ninguno de estos fue inicialmente considerado en el PNB ni en el CIDTN.

Además de la producción de radioisótopos y de radiofármacos, los ciclotrones pueden utilizarse en investigación de física nuclear, química nuclear, radioquímica y en aplicaciones analíticas como activación por partículas cargadas. Estas aplicaciones necesitan de instrumentación y equipo especializado adicional y de infraestructura de laboratorios.

²⁹ Moreira Ramiro. Principios y elementos de un ciclotrón. XIV Seminario de Ing. Biomédica 2004, Facultades de Medicina e Ingeniería - Univ. de la República Oriental del Uruguay. 2005

³⁰ <http://oncosevice.bo/>

Un representante de ROSATOM señalaba que en el CIDTN se instalará un ciclotrón radiofarmacológico adaptado para los estudios médicos y varios laboratorios científicos: de análisis con neutrones activos, radioisótopos, radiobiología y plasma³¹.

En relación a la inversión para la instalación de un ciclotrón, se conoce que, al contrario de los reactores de investigación, la información sobre los costos de ciclotrones es más abundante y abierta. Los ciclotrones de Nivel I con una infraestructura mínima de utilización para la producción de radioisótopos y radiofármacos para PET (tomografía de emisión de positrones, de gran utilidad en el diagnóstico y seguimiento de las enfermedades tumorales), puede oscilar entre 3 a 5 millones de dólares incluyendo la infraestructura civil. Para un ciclotrón del Nivel II, los costos pueden oscilar entre 4 a 7 millones de dólares. Los ciclotrones de Niveles III y IV pueden costar varias decenas de millones de dólares. La operación y eficiente utilización de un ciclotrón también son costos que se deben considerar, los que pueden variar de 100 a 300 mil dólares anuales³².

En el mundo hay varias empresas que ofrecen ciclotrones, y actualmente ofertan esta tecnología para fines de medicina o para fines de medicina e investigación. La decisión del tipo de tecnología y el alcance de esta tecnología debería ser parte del conocimiento sobre las necesidades nacionales y los objetivos que el país se plantea.

Contrato con el INVAP de Argentina: Tres Centros de medicina Nuclear y Radioterapia

De acuerdo a información del Ministerio de Salud de febrero de 2018³³, la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN) y la Empresa estatal argentina INVAP, firmaron un contrato para la construcción, equipamiento y capacitación de recursos humanos para tres Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia que estarían ubicados en las ciudades de El Alto, La Paz y Santa Cruz, con el fin de diagnosticar y tratar patologías del cáncer.

No es clara la información sobre la relación que existe entre el ciclotrón a ser instalado por ROSATOM y las instalaciones y equipos de Centros de Medicina Nuclear que se construirán en las tres ciudades del país para la generación de radioisótopos.

De acuerdo a información del Ministerio de Salud, el contrato para la instalación de tres Centros de Medicina Nuclear firmado con el INVAP tendrá

³¹ Exclusiva: el centro nuclear en Bolivia, la instalación que elevará el país al liderazgo continental. <https://mundo.sputniknews.com/tecnologia/201709281072718541-ROSATOM-instalaciones-atomica-america-latina/>

³² Programa de Ciencia y Tecnología Nuclear. Ministerio de Educación. 2012.

³³ Centros de Medicina Nuclear diagnosticarán y tratarán el cáncer en La Paz, El Alto y Santa Cruz

<https://www.minsalud.gob.bo/3094-centros-de-medicina-nuclear-diagnosticaran-y-trataran-el-cancer-en-la-paz-el-alto-y-santa-cruz>

tres componentes: un Ciclotrón (generador de radioisótopos), un PET Scan (sistema de escaneo para el diagnóstico temprano de enfermedades oncológicas, cardíacas y neurológicas), y un Acelerador Lineal (radioterapia para un tratamiento focalizado) y también quimioterapia. En conjunto alcanzará un costo de 150 millones de dólares y se espera que se encuentren operando plenamente en 2020.

El contrato con INVAP por invitación directa y “llave en mano”, contempla el diseño integral de los tres Centros de Medicina Nuclear, su construcción y equipamiento, la puesta en marcha, formación de estudiantes, asesoramiento local de profesionales para el inicio de las actividades, el soporte remoto y la consultoría para una gestión sustentable³⁴.

b) Reactor nuclear de investigación

Un reactor es un instrumento para la investigación y formación de recursos humanos en el área nuclear, tiene particular importancia en la investigación sobre núcleo-electricidad.

En general, los reactores de investigación son de dos tipos³⁵:

- Reactores tipo piscina, que son los más populares en todo el mundo. Estos reactores tienen el núcleo suspendido en el centro y al fondo de una piscina abierta de concreto de 6-8 m de profundidad y 2-5 m de ancho llena de agua muy pura que sirve de moderador, reflector, refrigerante y barrera protectora de radiaciones. El espesor de las paredes de concreto es de aproximadamente 2m cuando el reactor está construido sobre la superficie del terreno.
- Reactores tipo tanque-piscina, también bastante difundido, sobre todo en los países de la ex Unión Soviética. Es muy similar al tipo piscina, siendo la principal diferencia que el tamaño de la piscina es considerablemente más pequeño puesto que el núcleo que también es pequeño y compacto, está contenido en un tanque de acero inoxidable dentro de la piscina. Esto hace posible que se logren mayores potencias usando refrigeración forzada mediante bombas. En general usan combustibles con alto enriquecimiento de Uranio-235.

En ambos casos la piscina tiene la función de enfriar el reactor y “termalizar” los neutrones, es decir quitar energía a los neutrones para controlar la fisión nuclear del uranio. El agua empleada en este proceso recircula permanentemente.

³⁴ INVAP firmó un contrato por una Red de Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia en Bolivia. <http://www.invap.com.ar/es/sala-de-prensa/1588-invap-firmo-un-contrato-por-una-red-de-centros-de-medicina-nuclear-y-radioterapia-en-bolivia.html>

³⁵ Programa de Ciencia y Tecnología Nuclear. Ministerio de Educación. 2012.

De acuerdo al presidente de la empresa constructora ROSATOM Overseas, el reactor experimental polivalente a ser instalado en Bolivia se basa en el reactor científico de agua a presión, y tendrá una potencia nominal de unos 200 kilovatios³⁶.

La instalación de un reactor nuclear en Bolivia de baja o mediana potencia, tiene que implicar la definición e implementación de un Plan de Investigación y Programas de Utilización e Investigación de reactores nucleares de investigación. Ese Plan no puede estar desarticulado de los principales centros de investigación del país donde exista el soporte de conocimiento de las universidades que cuenten con carreras de ciencias naturales, ingenierías y medicina.

Hasta ahora, lo que se conoce es que el objetivo de instalación de este reactor es la experimentación y formación de profesionales, sin que haya claridad sobre las áreas en las que se pretende desarrollar esos procesos de formación e investigación. En ese sentido, la definición del Plan de Investigación y Utilización del reactor seguramente permitirá comprender la dirección que tiene el PNB y en especial, las prioridades que motivan al gobierno nacional, es decir, si lo que se busca es impulsar el desarrollo científico en áreas de salud, industria y alimentos, o, se pretende impulsar la generación de núcleo-electricidad.

c) La Planta de Irradiación Multipropósito

Este tipo de instalación normalmente tiene varios fines: inocuidad de alimentos, mejora de materiales, estudios e investigación y conservación de patrimonio. Esta tecnología responde a la demanda de empresas del ámbito alimentario y de la industria médica que deciden irradiar sus productos antes de exportarlos o comercializarlos. En una Planta de Irradiación Multipropósito se tratan los productos con propósitos de descontaminación microbiana y radioesterilización.

La selección y diseño de un irradiador depende de varios factores, entre estos, las características del producto a tratar (tamaño, densidad, a granel o empacado), los volúmenes y frecuencias de procesamiento que permite estimar la capacidad del proceso en (kilogramos/hora) ó metros cúbicos/hora, la inversión frente a la estimación del mercado, y la ubicación de la planta, relacionada con el acceso a los clientes y mercado.

En el caso boliviano, no se tiene claridad sobre el uso de la instalación y por tanto es posible que se genere una “carga de irradiación” que no se use y que resulte en una inversión no recuperable. En ese sentido, el Programa de Ciencia y Tecnología Nuclear señala que la irradiación de

³⁶ El centro nuclear en Bolivia, la instalación que elevará el país al liderazgo continental. Septiembre, 2018. <https://mundo.sputniknews.com/tecnologia/201709281072718541-ROSATOM-instalaciones-atomica-america-latina>

alimentos sería la principal aplicación, aclarando a su vez que la irradiación de alimentos todavía no es prioritaria en el país porque no existe producción suficiente para la exportación y la mayoría de los productos agrícolas exportables en volúmenes significativos, como la soya y el azúcar, no son productos a los que se aplica la irradiación. En el caso de frutas (mangos, papayas, frutillas, etc.), papas, ajos, cebollas y productos similares, estos no presentan problemas de gestión de almacenamiento y cuarentena que impidan su exportación. Sin embargo, yerbas medicinales, especias y condimentos como el orégano, legumbres como habas, reportados por el Instituto Boliviano de Comercio Exterior que son exportados, pueden ser objeto de irradiación tal como ya ocurre en muchos países. Por otra parte, la castaña y otros productos que contienen lípidos, son radiosensibles y se deterioran con la radiación.

Las fuentes de energía para el proceso de una Planta de Irradiación son: a) Radiación Gamma del Cobalto-60, b) Haces de electrones generados en máquinas fuente que aceleran electrones a altos niveles de energía (5-10 MeV) y c) Máquinas generadoras de rayos-X de energías menores a 5 MeV (no son de uso común).

Existe debate sobre cuál es la mejor tecnología para irradiación. El uso del Cobalto-60 como fuente de energía corresponde a una tecnología que se utiliza desde hace más de 50 años, tiene la desventaja de tratarse de una fuente radioactiva que decae, cuando esto sucede son necesarios mayores tiempos de irradiación, su funcionamiento es permanente (se emplee o no la planta) y es muy importante la gestión de residuos radiactivos. Rusia es el segundo productor de Cobalto-60 en el mundo y Argentina el principal en Sud América y es probable que en Bolivia sea este el método que se instale.

Varios países están cambiando el Cobalto-60 por “haces de electrones”, que es tecnología más moderna, no genera residuos radioactivos, la irradiación no requiere de isotopos radiactivos, evitando así el transporte, manejo y disposición de material radiactivo. Su funcionamiento se restringe a los periodos que se necesite, aunque tiene la desventaja de generar gran gasto de electricidad.

El contrato con la empresa estatal rusa ROSATOM

A través del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, Bolivia y Rusia firmaron, el 2016, un Acuerdo Marco³⁷ para impulsar el desarrollo de la energía atómica con fines pacíficos y que tendría como eje el centro de investigación nuclear que se construirá

³⁷ Ley 788 de 28 de marzo de 2016 que ratifica el “Acuerdo entre el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia y el Gobierno de la Federación de Rusia sobre la cooperación en la construcción del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear en el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia”, suscrito en la ciudad de El Alto, Estado Plurinacional de Bolivia, el 6 de marzo de 2016.

en la ciudad de El Alto. El proyecto es financiado íntegramente por Bolivia y la inversión requerida es de 318 millones de dólares.

El Acuerdo Marco involucra tres convenios: “Acuerdo para el Desarrollo del Proyecto de Construcción del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear”, “Capacitación de Personal en el uso de la Tecnología Nuclear” y “Aceptación Pública del uso de la Tecnología Nuclear”³⁸. Parte de este Acuerdo es la “cláusula de confidencialidad”, señalada en la Ley 787 de 28 de marzo de 2016 que rige para todo el desarrollo del programa³⁹.

En septiembre de 2017, la Corporación Estatal Nuclear Rusa ROSATOM y la ABEN de Bolivia firmaron en Viena, Austria, el contrato de construcción del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear, el cual será único por las condiciones geográficas y elevación sobre el nivel del mar. Se ubica en el municipio de El Alto, en el departamento de La Paz, sobre una superficie de 15 hectáreas en la región de Parco Pata en el Distrito N° 8⁴⁰.

La inversión y financiamiento del Centro de Investigación y Desarrollo de Tecnología Nuclear proviene de recursos nacionales, el Presidente Evo Morales promulgó en marzo de 2018, el Decreto Supremo que permite la activación de dos cartas de crédito del Banco Central de Bolivia (BCB) por un monto de 280 millones de dólares a fin de garantizar y efectuar los pagos del Contrato de ingeniería, adquisición y construcción del CIDTN con la corporación rusa ROSATOM, a través de la empresa Joint-Stock Company “State Specialized Design Institute”^{41/42}, que ha permitido iniciar el proyecto a partir de los estudios de diseño del CIDTN.

La Corporación Estatal de Energía Atómica ROSATOM (ROSATOM) es la corporación nuclear estatal de la Federación Rusa que reúne a más de 350 empresas nucleares y a las instituciones de investigación y desarrollo que operan en los sectores civil y de defensa. Tiene más de 70 años de experiencia en el campo nuclear y trabaja a escala mundial. Si bien parte de sus esfuerzos se dirigen a crear una imagen de empresa segura y avanzada, dos casos afectan esta imagen. El primero es la Planta de procesamiento de combustible nuclear Mayak, en el que una explosión y acciones voluntarias provocaron tres fugas radioactivas. Es considerado el tercer mayor

³⁸ <http://www.oetec.org/nota.php?id=1946&area=8>

³⁹ <http://senado.gob.bo/prensa/noticias/asignan-competencia-de-tecnolog%C3%ADa-nuclear-con-fines-pac%C3%ADficos-al-nivel-central-del>

⁴⁰ <http://senado.gob.bo/prensa/noticias/el-bcb-cede-terreno-para-construcci%C3%B3n-del-centro-de-investigaci%C3%B3n-nuclear-en-el-alto>

⁴¹ Gobierno viabiliza centro de medicina nuclear y promulga decreto supremo para la construcción del centro de investigación. <http://aben.gob.bo/es/prensa/noticias/191-gobierno-viabiliza-centro-de-medicina-nuclear-y-promulga-decreto-supremo-para-la-construccion-del-centro-de-investigacion>

⁴² Decreto Supremo 3498 del 3 de marzo del 2018, autoriza al BCB emitir dos (2) cartas de crédito por un monto total de hasta 280.000.000 de dólares (doscientos ochenta millones de dólares estadounidenses), a fin de garantizar y efectuar los pagos del Contrato de Ingeniería, Adquisición y Construcción del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear en el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia, suscrito entre la ABEN y Joint-Stock Company “State Specialized Design Institute” (JSC “GSPI”). Las Cartas de Crédito se emitirán conforme a las condiciones requeridas por la ABEN y que deben ser aprobadas por el BCB. El plazo de las Cartas de Crédito deberá estar vinculado a la ejecución del proyecto.

accidente nuclear del mundo, después de Chernóbil y Fukushima y aún persiste la contaminación generada por este centro.

El segundo caso, es el accidente de la central nuclear de Chernóbil que se produjo el 26 de abril de 1986. Es considerado como la mayor catástrofe nuclear de la historia. Resultó de una explosión en el cuarto bloque de la central nuclear de Chernóbil, situada a solo 120 kilómetros de la capital de Ucrania - Kiev, cerca de la frontera con Bielorrusia. La explosión en Chernóbil expulsó sustancias radiactivas hasta la altitud de 1,5 kilómetros. Los territorios más afectados fueron Ucrania y Bielorrusia, los cuales decidieron evacuar parte de sus países de forma permanente, aunque las nubes contaminadas llegaron a la mayor parte del planeta.

A modo de conclusiones

- a. No se conoce el alcance del Programa Nuclear Boliviano. Los términos de “confidencialidad” en los que se desarrolla el Programa Nuclear Boliviano, que tiene dos contratos, el primero con ROSATOM por 318 millones de dólares y el segundo con INVAP por 159 millones de dólares, generan incertidumbre sobre objetivos, magnitud y resultados finales en términos de beneficios al país de este programa y las millonarias inversiones. Si bien la ABEN se encarga de socializar los beneficios de los futuros centros de diagnóstico y tratamiento de enfermedades, los acuerdos alcanzados con empresas extranjeras y las condiciones de los contratos se mantienen en total reserva.
- b. Se conoce que uno de los fines prioritarios es el desarrollo científico, tecnológico y atención en el área de salud y medicina, y que ésta se estaría priorizando en el primer componente del CIDTN del contrato con ROSATOM y es el objetivo del contrato con INVAP para la instalación de los tres Centros de Medicina Nuclear que se espera entren en funcionamiento el 2020. En ese sentido son varias las interrogantes y las dudas sobre la planificación nacional en términos de equipamiento e investigación para el uso de tecnología nuclear con fines médicos: ¿Cuál es la relación y coordinación entre los contratos con empresas de Rusia y Argentina? ¿Significa que Bolivia ha contratado la instalación de 4 ciclotrones? ¿El país está desarrollando un plan de investigación en tecnología nuclear con fines médicos?
- c. En términos de investigación, es evidente que aún no existe un “Plan de Investigación y Uso del Reactor Nuclear” que haya sido discutido con universidades y centros de investigación. Las instalaciones que tendrían entre sus objetivos impulsar la investigación en ciencia y tecnología nuclear se encuentran alejadas de centros de investigación y universidades. Pero más importante aún es que no se conoce de algún estudio y menos hay al menos el inicio de discusión y planificación de las prioridades y objetivos del reactor nuclear con fines de investigación.

- d. Entre las incertidumbres del contrato con ROSATOM se encuentra la forma de toma de decisiones, los criterios para la definición de cada uno de los componentes del CIDTN, el costo y justificación de la inversión de cada uno de los componentes, los criterios que hayan llevado a la contratación en “paquete”, y la selección de empresas. Uno de las mayores interrogantes está relacionado con la capacidad y nivel de decisión autónoma del país sobre los diseños de ingeniería y construcción, la tecnología y procedencia de los equipos, la magnitud de cada uno, forma de operación, factibilidad de inversión económica y uso potencial, seguridad en la instalación y posterior operación.
- e. Por otra parte, la importación de alimentos y en particular frutas (uno de los principales usos de la Planta de Irradiación Multipropósito) ha tenido un comportamiento creciente en la última década. Esto significa que por ahora hay muy pocas perspectivas de uso de la Planta e Irradiación para la exportación de alimentos, a menos que sea prioridad del gobierno la definición e implementación de políticas de impulso y desarrollo de la producción agrícola.
- f. Una de las mayores preocupaciones son los riesgos de la tecnología nuclear y en especial de las centrales nucleares con fines de generación de electricidad, más aún cuando no hay claridad respecto a si una de las líneas de investigación es la generación futura de núcleo-electricidad con el objetivo de exportación, como parecerían señalarlo autoridades de país. Entonces, ¿Cuál sería el fin de la producción de energía nuclear, que ha mostrado ser de alto riesgo, requerir millonarias inversiones y ser demandante de recursos, cuando hemos tenido muchos años de mayor capacidad de exportación de gas y los resultados nos muestran que no se cambió la matriz económica y productiva del país?
- g. Lo descrito muestra que el Programa Nuclear Boliviano genera grandes incertidumbres antes que expectativas. ¿Nos encontramos con un proyecto que busca reales beneficios al país en aspectos de salud, producción, desarrollo tecnológico, etc.; o es otro caso que busca mantener el nivel de crecimiento a partir de inversiones millonarias y responde a la preocupación de generar renta para el Estado?

BIBLIOGRAFÍA

ASAMBLEA LEGISLATIVA PLURINACIONAL – CAMARA DE SENADORES

2017 Asignan competencia de tecnología nuclear con fines pacíficos al nivel central del Estado. <http://senado.gob.bo/prensa/noticias/asignan-competencia-de-tecnolog%C3%ADa-nuclear-con-fines-pac%C3%ADficos-al-nivel-central-del>

BERTEL EVELYNE Y VAN DE VATE JOOP

1995 La energía nuclear y el debate sobre el medio ambiente: El contexto de las opciones. BOLETÍN DEL OIEA, 4/1995. https://www.iaea.org/sites/default/files/37404080207_es.pdf

EL NUEVO DIARIO

2011 Chávez suspende programa nuclear pacífico tras accidente en Japón. <https://www.elnuevodiario.com.ni/internacionales/97165-chavez-suspende-programa-nuclear-pacifico-accident/>

ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

2015 Plan de desarrollo económico y social en el marco de desarrollo integral para vivir bien. Ministerio de Planificación del Desarrollo. La Paz, Bolivia.

INVAP

2018 INVAP firmó un contrato por una Red de Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia en Bolivia. <http://www.invap.com.ar/es/sala-de-prensa/1588-invap-firmo-un-contrato-por-una-red-de-centros-de-medicina-nuclear-y-radioterapia-en-bolivia.html>

GOUARDÈRES F., MCWATT V., FLEURET L.

2018 Fichas técnicas sobre la Unión Europea - La energía nuclear. <http://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/62/la-energia-nuclear>

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

2015 Átomos para la Paz y el Desarrollo_ Edición especial del Boletín del OIEA sobre los usos pacíficos de la tecnología nuclear. IAEA, 2015.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

Research Reactor Database (RRDB). <https://nucleus.iaea.org/rrdb/RR/ReactorSearch.aspx?filter=0>

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

Reactores de investigación: herramientas para la ciencia y la medicina <http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/Public/33/068/33068697.pdf>

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

Reactores modulares pequeños

<https://www.iaea.org/es/newscenter/pressreleases/el-oiea-amplia-la-cooperacion-internacional-en-materia-de-reactores-pequenos-y-medianos-o-modulares>

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

2018 El OIEA amplía la cooperación internacional en materia de reactores pequeños y medianos o modulares.

<https://www.iaea.org/es/newscenter/pressreleases/el-oiea-amplia-la-cooperacion-internacional-en-materia-de-reactores-pequenos-y-medianos-o-modulares>

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

2016 La Tecnología Nuclear al Servicio del Desarrollo Sostenible. IAEA Bulletin. 2016. www.iaea.org/bulletin

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

2014 El accidente de Fukushima Daiichi. Informe del Director General. <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/SupplementaryMaterials/P1710/Languages/Spanish.pdf>

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

Informe Anual de la OIEA 2015.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY

Informe Anual de la OIEA 2016.

LA RAZÓN

2013 Evo: Bolivia tiene materia prima para producir energía nuclear. http://www.la-razon.com/economia/Evo-Bolivia-materia-producir-energia_0_1934806533.html

LA RAZÓN

2016 Vicepresidente: “El conocimiento de la energía atómica va a pavimentar el camino del siglo XXI”. 8 de julio de 2016. http://www.la-razon.com/economia/Evo-Bolivia-materia-producir-energia_0_1934806533.html

MINISTERIO DE COMUNICACIÓN

Nace la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN). <http://www.comunicacion.gob.bo/?q=20160309/2078>

MINISTERIO DE EDUCACIÓN

2012 Programa Nacional de Ciencia y Tecnología Nuclear. Viceministerio de Ciencia y Tecnología. La Paz, Bolivia

MINISTERIO DE SALUD

2017 La Paz tendrá su primer Centro de Medicina Nuclear y Radio Terapia para tratamiento del cáncer. <https://www.minsalud.gob.bo/2870-la-paz-tendra-su-primer-centro-de-medicina-nuclear-y-radio-terapia-para-tratamiento-del-cancer>

MINISTERIO DE SALUD

2018 Centros de Medicina Nuclear diagnosticarán y tratarán el cáncer en La Paz, El Alto y Santa Cruz. <https://www.minsalud.gob.bo/3094-centros-de-medicina-nuclear-diagnosticaran-y-trataran-el-cancer-en-la-paz-el-alto-y-santa-cruz>

MOREIRA RAMIRO

2005 Principios y elementos de un ciclotrón. XIV Seminario de Ing. Biomédica 2004, Facultades de Medicina e Ingeniería - Univ. de la República Oriental del Uruguay.

MURANAKA. R.G.

Conversión de reactores de investigación con el fin de utilizar combustibles de uranio poco enriquecido. BOLETIN OIEA, VOL.25 , https://www.iaea.org/sites/default/files/25105381821_es.pdf

NACIONES UNIDAS

Energía Nuclear

<http://www.un.org/es/sections/issues-depth/atomic-energy/index.html>

NACIONES UNIDAS

La OIEA insta a incluir la energía nuclear en conversaciones sobre cambio climático. <http://www.un.org/climatechange/es/blog/2015/11/la-oiea-insta-incluir-la-energia-nuclear-en-conversaciones-sobre-cambio-climatico/index.html>

OBSERVATORIO DE LA ENERGÍA, TECNOLOGÍA E INFRAESTRUCTURA PARA EL DESARROLLO

2016 Avances en el Programa Nuclear Boliviano: firma de convenios con INVAP y ROSATOM. <http://www.oetec.org/nota.php?id=1946&area=8>

SPUTNIK

2017 Exclusiva: el centro nuclear en Bolivia, la instalación que elevará el país al liderazgo continental. <https://mundo.sputniknews.com/tecnologia/201709281072718541-ROSATOM-instalaciones-atmica-america-latina/>

SPUTNIK

2018 El centro nuclear en Bolivia, la instalación que elevará el país al liderazgo continental. <https://mundo.sputniknews.com/tecnologia/201709281072718541-ROSATOM-instalaciones-atmica-america-latina>

Legislación

Decreto Supremo 5389 del 14 de enero de 1960
Decreto Supremo 19583 de 3 de junio de 1983.
Decreto Supremo 24206 de 29 de diciembre de 1995
Decreto Supremo 24259 de 21 de marzo de 1996
Decreto Supremo 0429 de 10 de febrero de 2010
Decreto Supremo 2276 de 25 de febrero de 2015.
Decreto Supremo 2697 del 9 de marzo de 2016.
Decreto Supremo 3498 del 3 de marzo del 2018
Ley 788 de 28 de marzo de 2016

Otras Publicaciones de la serie:
Investigaciones de la Plataforma
Energética

- Rol e impacto socioeconómico de las Energías Renovables en el área rural de Bolivia.
- El estado de la planificación energética en Bolivia.
- Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano.
- Análisis ambiental de la política energética boliviana.
- Balance energético departamental 2005 – 2009 Santa Cruz, Cochabamba y La Paz.
- Gasolinazo: subvención popular al Estado y a las petroleras. Análisis de la política económica, fiscal y petrolera.
- Un presente sin futuro. El proyecto de industrialización del litio en Bolivia.
- Reporte Anual de Industrias Extractivas I.
- Reporte Anual de Industrias Extractivas II.
- La Economía del Oro. Ensayos sobre la explotación en Sudamérica.
- Reporte Anual de Industrias Extractivas IV.
- Políticas en Cortocircuito. Nacionalización de la electricidad en Bolivia.
- Apuntes sobre el estudio de la renta de hidrocarburos.
- Discursos y realidades. Matriz energética, políticas e integración.

CEDLA, somos un centro de investigación que genera conocimiento y reflexión crítica sobre el capitalismo desde la centralidad del trabajo.

Nuestra producción de conocimiento, busca rigurosidad y se valida bajo los parámetros de la investigación científica; su relevancia social se fundamenta en el intercambio permanente tanto con trabajadores urbanos y rurales como con en el debate público.

A través del conocimiento, buscamos contribuir a fortalecer la acción política de los trabajadores urbanos y rurales, para la superación de las relaciones sociales de subordinación y dominación.

Como institución, nacimos el 21 de enero de 1985, en una coyuntura política y social, cuando en Bolivia se aplicaba el Programa de Ajuste Estructural, propiciado por el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, que significó cambios cualitativos sustanciales en el orden económico, político y social en desmedro de la clase trabajadora.

Desde entonces como CEDLA, asumimos un compromiso con los intereses de las y los trabajadores urbanos y rurales y el cambio social para mejorar sus condiciones de vida.



ISBN: 978-99974-310-1-1



9 789997 431011