



El impacto fiscal de la explotación de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina y el Caribe

Juan Carlos Gómez Sabaíni
Juan Pablo Jiménez
Dalmiro Morán



NACIONES UNIDAS

CEPAL



MINISTERIO DE
ASUNTOS EXTERIORES DE NORUEGA



El impacto fiscal de la explotación de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina y el Caribe

Juan Carlos Gómez Sabaíni
Juan Pablo Jiménez
Dalmiro Morán



Este documento fue preparado por Juan Carlos Gómez Sabaíni y Dalmiro Morán, Consultores, y Juan Pablo Jiménez, Oficial de Asuntos Económicos de la División de Desarrollo Económico de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del proyecto Corea (ROK/14/003), bajo la coordinación de Daniel Titelman, Director de la División de Desarrollo Económico y Ricardo Sánchez, Oficial a cargo de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL.

Se agradecen los comentarios y sugerencias de Jean Acquatella, Hugo Altomonte, Andrés Arroyo, Giorgio Brosio, Manlio Coviello, Miguel Ángel González, Michael Hanni, Ricardo Martner, Darío Rossignolo e Ignacio Ruelas.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

Índice

Resumen	5
Introducción	7
I. La apropiación estatal de rentas de recursos no renovables: alternativas y consecuencias	11
A. Propiedad de los recursos naturales no renovables y regímenes fiscales específicos	13
B. Instrumentos fiscales en las industrias extractivas: principales alternativas	15
C. Objetivos buscados y criterios de evaluación de los instrumentos fiscales	20
D. La visión del régimen fiscal como un conjunto de instrumentos interrelacionados	24
II. El manejo fiscal de los recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe	31
A. Experiencias y reformas recientes en la región	31
B. Importancia de los ingresos fiscales provenientes de recursos naturales no renovables	41
1. Hidrocarburos	42
2. Minerales	48
III. La distribución regional de los recursos y la protección del medio ambiente	55
A. El reparto y la asignación de los ingresos fiscales entre jurisdicciones	56
B. Interacciones entre la descentralización fiscal y la protección ambiental	63
C. Impuestos ambientales en industrias extractivas: fundamentos, clasificación y evidencias	69
IV. Conclusiones	79
Bibliografía	85
Cuadros	
Cuadro 1 Instrumentos usualmente aplicados en regímenes fiscales de industrias extractivas	16
Cuadro 2 América Latina y el Caribe (países seleccionados): regímenes fiscales sobre industrias extractivas (hidrocarburos y minerales)	36

Cuadro 3	América Latina y el Caribe (países seleccionados): indicadores relativos de los ingresos fiscales generados por la producción de hidrocarburos, 2000-2013	45
Cuadro 4	América Latina y el Caribe (países seleccionados): estructura de los ingresos fiscales provenientes del sector de hidrocarburos, 2000-2013	47
Cuadro 5	América Latina y el Caribe (países seleccionados): indicadores relativos de los ingresos fiscales generados por la producción de minerales, 2000-2013.....	50
Cuadro 6	América Latina y el Caribe (países seleccionados): estructura de los ingresos fiscales provenientes del sector de minerales, 2000-2013.....	53
Cuadro 7	América Latina (10 países): marcos legales que rigen la distribución y asignación de ingresos fiscales derivados de los sectores de hidrocarburos y minerales	62
 Gráficos		
Gráfico 1	Implicancias de la existencia simultánea de una regalía fija y un impuesto sobre utilidades en las industrias extractivas	25
Gráfico 2	Índice de precios de productos primarios no renovables Período 2000-2014 (septiembre)	32
Gráfico 3	Evolución del precio internacional del petróleo crudo Período 2013-2014.....	32
Gráfico 4	América Latina y el Caribe (países seleccionados): evolución anual de los ingresos fiscales provenientes de la producción de hidrocarburos, 2000-2013	43
Gráfico 5	América Latina y el Caribe (países seleccionados): evolución anual de los ingresos fiscales provenientes de la producción de minerales, 2000-2013.....	49
Gráfico 6	Ingresos tributarios derivados de la tributación ambiental en países seleccionados de la OCDE y de América Latina, año 2010	71
Gráfico 7	Estructura de la tributación ambiental en países seleccionados de la OCDE y de América Latina, año 2008	73
 Recuadros		
Recuadro 1	El concepto de progresividad de los instrumentos fiscales en estos sectores	19
Recuadro 2	La Minería de Gran Porte en Uruguay	40
 Diagramas		
Diagrama 1	Criterios de evaluación de los instrumentos fiscales aplicados en industrias extractivas	24

Resumen

El crecimiento económico que registró la región entre 2003 y 2008, así como el aumento del consumo, el descenso de la pobreza y la reducción de la desigualdad han estado vinculados, entre otros factores, a los elevados precios de los recursos naturales durante ese período. Este ciclo favorable ha sido fundamental en la mejora de los resultados macroeconómicos y en la posición fiscal de los países exportadores de la región. No obstante, los cambios registrados en los últimos meses en el contexto externo, caracterizado por una baja sensible en los precios de estos productos, representa todo un desafío para los países productores de la región, tanto por sus efectos macroeconómicos como por sus implicancias fiscales.

El documento apunta a efectuar un análisis de los regímenes fiscales aplicados sobre las actividades extractivas de recursos naturales no renovables en los países de la región, especialmente en aquellos donde su relevancia en términos del financiamiento del Estado resulta considerable. Asimismo se analizan sus consecuencias en materia de distribución regional de los ingresos fiscales y las posibilidades que brindan estos instrumentos en materia de protección ambiental.

En el sector de hidrocarburos se observa que varios países obtienen un monto notable de recursos fiscales. Sin embargo, no todos ellos alcanzan niveles suficientes de apropiación estatal de la renta económica potencial, al menos en comparación a los estándares internacionales. En el sector minero sobresale Chile tanto por la magnitud de los recursos involucrados, por el margen de apropiación de las rentas mineras como por el grado de dependencia fiscal respecto de los ingresos provenientes de la minería del cobre.

En cuanto a la distribución de los ingresos fiscales generados por estos sectores, se plantea la necesidad de encontrar equilibrios entre la centralización de las potestades tributarias y el reconocimiento -vinculado a la propiedad legal sobre los recursos del subsuelo- de algún rol a los gobiernos subnacionales en el manejo de los ingresos fiscales provenientes de industrias extractivas. Además, ante la percepción generalizada de que los esquemas regulatorios tradicionales resultan insuficientes para responder adecuadamente a los procesos de deterioro ambiental, se explora la alternativa de incorporar instrumentos económicos (impuestos y otros cargos) en las etapas del *upstream* y *downstream* con una clara orientación hacia la protección del medio ambiente.

Introducción

El crecimiento económico que registró la región entre 2003 y 2008, así como el aumento del consumo, el descenso de la pobreza y la reducción de la desigualdad experimentados han estado vinculados, entre otros factores, a los elevados precios de los recursos naturales durante ese período. Este ciclo favorable ha sido fundamental en la mejora de los resultados macroeconómicos y de la posición fiscal de los países exportadores de la región.

El papel preponderante de los recursos naturales no renovables dentro de estas economías no es una característica novedosa si se tiene en cuenta que los primeros han constituido históricamente una de las principales fuentes de ingreso de divisas internacionales. Sin embargo, el mencionado período de bonanza internacional para los productos primarios no sólo ha confirmado la gran importancia relativa que adquieren los mismos en varios países de la región sino que ha motivado la implementación de distintos mecanismos fiscales por parte de los respectivos gobiernos con el objetivo de lograr una adecuada apropiación estatal de las rentas derivadas de las industrias extractivas.

Por otra parte, se ha remarcado recurrentemente que América Latina y el Caribe es una extensa región caracterizada por una elevada heterogeneidad (entre países y dentro de cada país) que se expresa en múltiples dimensiones. En ese sentido, la disponibilidad física de recursos naturales no renovables es una de las principales fuentes de la evidente disparidad territorial en los países de la región.

A su vez, cuando no son administrados de manera adecuada, estos recursos tienden a exacerbar otros desequilibrios socioeconómicos entre jurisdicciones de un mismo país, lo cual pone sobre relieve la importancia que tienen la asignación de potestades tributarias y responsabilidades de gasto en los países con mayor grado de descentralización fiscal. Lo mismo puede señalarse en cuanto a la distribución de los ingresos fiscales provenientes de recursos naturales no renovables entre los distintos niveles de gobierno de países más centralizados.

Durante la última década, tanto por el alza de los precios internacionales como por la introducción y reforma de los instrumentos fiscales aplicados sobre los hidrocarburos y minerales, los ingresos fiscales provenientes de las industrias extractivas han mostrado un fuerte incremento en varios países de la región. Esto ha llevado a los mismos a revisar y fortalecer los sistemas de financiamiento y redistribución solidaria entre niveles de gobierno procurando evitar un crecimiento de las brechas territoriales ya existentes y de las tensiones políticas entre jurisdicciones.

Asimismo, se ha observado en los países latinoamericanos una creciente preocupación social acerca de los problemas relacionados con el medio ambiente. Particularmente, por las características propias de producción como por los insumos que proveen a otras actividades contaminantes, las

industrias extractivas de recursos naturales no renovables representan uno de los principales focos en los cuales se recomienda concentrar los esfuerzos de las políticas ambientales y donde más evidente se torna la necesidad de control por parte del Estado.

Sin embargo, las respuestas de los respectivos gobiernos a estas demandas —en términos de adopción de medidas concretas— han sido muy dispersas y, en general, meramente declarativas. Hasta el momento, a diferencia de lo que se observa en los países desarrollados, sólo en algunos casos aislados de la región se han introducido instrumentos económicos (impuestos/subsidios) con la finalidad de modificar los comportamientos privados que resultan nocivos para el medio ambiente.

Por lo tanto, en función de los aspectos señalados, el presente documento apunta a efectuar un análisis de los regímenes fiscales aplicados sobre las actividades extractivas de recursos naturales no renovables en los países de la región, especialmente en aquellos donde su relevancia en términos del financiamiento del Estado resulta considerable. Dada la existencia de estudios recientes en la materia, aquí se adoptará un enfoque descriptivo-analítico buscando establecer, a partir de las premisas conceptuales y de las experiencias internacionales recientes, horizontes de diseño fiscal de los distintos instrumentos disponibles que sirvan de guía para lograr una adecuada apropiación estatal de las rentas generadas en esos sectores productivos.

Antes de avanzar, resulta oportuno realizar una serie de aclaraciones previas. El hecho de centrar el análisis en las implicancias fiscales derivadas de la explotación económica de recursos naturales agotables como los hidrocarburos y los minerales no implica desconocer —aunque escapen a los alcances establecidos para este documento— otros importantes efectos macroeconómicos adicionales que suelen vincularse a la amplia disponibilidad de los mismos (fenómeno, muy estudiado en la literatura, al que suele referirse como “enfermedad holandesa” o “maldición de los recursos”)¹.

En ese sentido, se reconoce además que varias de las consideraciones que puedan surgir de este trabajo serían, probablemente, aplicables a determinados casos a nivel regional donde una parte significativa del financiamiento del Estado proviene del aprovechamiento de “recursos naturales renovables”, los cuales no están sujetos a un proceso de agotamiento físico propiamente dicho. Los ingresos fiscales por generación y venta de energía hidroeléctrica en Paraguay o los pagos recibidos por el usufructo del canal interoceánico en Panamá son ejemplos de esta situación, la cual podría encontrar justificativos para un estudio más profundo por separado.

Además, vale aclarar de antemano que los recientes cambios observados en los mercados internacionales de materias primas —especialmente en el precio del barril de petróleo crudo cuyo valor ha descendido fuertemente durante la segunda parte de 2014 hasta valores que no se observaban desde el año 2009— no invalidan las principales consideraciones que se pueden realizar respecto de la importancia fiscal de los recursos naturales agotables en las economías de América Latina y el Caribe. De hecho, aunque pueda representar un desafío para los países productores, también es cierto que un esperable precio más barato de los combustibles líquidos —dada su relevancia como insumo básico— podría tener un impacto positivo en el nivel de actividad general de las economías (a expensas de los sectores exportadores de hidrocarburos). En todo caso, un nuevo contexto de precios estables o incluso decrecientes de los hidrocarburos y los minerales exportables podría amenguar o bien exacerbar las distintas implicancias asociadas a los mismos, tales como la diversificación productiva de los países, el grado de dependencia fiscal respecto de dichos recursos y la necesidad de buscar fuentes alternativas para el financiamiento del Estado en los países productores de la región.

Seguido a esta introducción, el presente informe se estructura de la siguiente manera. La primera sección está destinada a describir y analizar los diferentes mecanismos fiscales de captación

¹ Durante los años 70, como consecuencia del descubrimiento de los campos de Gröningen, hubo un importante incremento en la exportación de gas natural en los Países Bajos. Lo anterior generó una apreciación del tipo de cambio y un aumento de las remuneraciones promedio de la economía, perjudicando la industria doméstica preexistente, en particular, la agricultura y las manufacturas (Hutchinson, 1994).

de rentas provenientes de recursos naturales no renovables, tanto desde una perspectiva teórica como a partir de las experiencias recientes a nivel internacional. La segunda pondrá especial énfasis en las distintas políticas seguidas por los gobiernos de la región en relación con la imposición de estos recursos, así como en la evolución reciente y la importancia económica de los ingresos fiscales que se derivan de su explotación económica. La tercera sección plantea el tema de la asignación territorial de las potestades tributarias vinculada a los recursos no renovables y explora algunas consideraciones vinculadas a la potencialidad de los instrumentos fiscales como correctores de externalidades ambientales y fuentes de financiamiento subnacional en los países de la región, con especial alusión a los tributos que recaen sobre la extracción de los recursos no renovables. La última sección recoge las principales conclusiones de este trabajo y plantea algunas pautas generales en cuanto al manejo fiscal de los recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe.

I. La apropiación estatal de rentas de recursos no renovables: alternativas y consecuencias

Debido a su crucial contribución en el destacado desempeño macroeconómico de América Latina durante la última década, el manejo fiscal de los recursos naturales no renovables se ha vuelto un tema de especial interés para la mayoría de los países de la región así como para algunos países del Caribe, tanto para aquellos con conocida tradición productora/exportadora de hidrocarburos y minerales como para los que muestran una actividad incipiente en este rubro con cierta potencialidad de desarrollo futuro².

Dos aspectos singulares de cara al futuro son los que han reforzado la relevancia de esta temática en la actualidad y hacen casi ineludible un tratamiento más profundo.

Por un lado, las proyecciones de organismos internacionales plantean, para los próximos años, un contexto internacional con una dinámica de precios mucho más acotada que en la pasada década (World Bank, 2014). A pesar de la fuerte recuperación posterior a la crisis de 2008-2009, el precio internacional de varios productos básicos no-energéticos (especialmente los minerales) viene mostrando una moderada aunque clara tendencia declinante desde mediados del año 2011, la cual se ha consolidado durante 2013 y lo que va de 2014 a partir de la desaceleración sostenida de China y una lenta evolución de las economías desarrolladas. Por otra parte, el precio de los hidrocarburos ha mostrado cierta estabilidad entre 2011 y 2013 y, además de las eventuales fluctuaciones originadas por conflictos geopolíticos, no se esperan incrementos bruscos ni acelerados de los valores de referencia. Además, en la segunda mitad del corriente año se ha experimentado una baja sensible en el precio del petróleo crudo llegando a valores actuales que rondan los 55-60 dólares por barril (con un exceso de oferta por la mayor producción de Estados Unidos), lo cual representa todo un desafío para los países productores de la región por las implicancias fiscales que ello representa.

Por lo tanto, en la medida que no se materialicen aumentos sustanciales en los niveles de producción o se recuperen los precios internacionales de estos productos primarios, los países exportadores de la región enfrentarían una erosión en el nivel de ingresos por exportaciones y una consecuente contracción en el nivel de ingresos de los respectivos gobiernos. En ese caso, y dada la importancia que adquieren estos recursos en varias economías de la región, se incrementa la importancia de lograr un adecuado margen de apropiación estatal de las rentas generadas en la

² Este es el caso de algunos países de Centroamérica, como Nicaragua, Honduras y Guatemala, e incluso de Uruguay (ver recuadro 2) que han acelerado el desarrollo de proyectos mineros de gran envergadura.

explotación de los recursos naturales no renovables, procurando no desalentar las inversiones en dichos sectores.

Todo ello plantea desafíos en términos de sostenibilidad. En el caso de los hidrocarburos, de no darse nuevos descubrimientos geológicos, se requiere que los países incentiven procesos continuos de exploración que permitan el reemplazo de las reservas existentes y así no perder sus activos³. En la actividad minera, donde la necesidad de participación de empresas privadas se hace más evidente, el contexto global señalado el que podría resultar desfavorable para el desarrollo de nuevos proyectos. De hecho, en los países de América Latina y el Caribe, se torna indispensable el aporte de la inversión privada en las industrias extractivas para lograr el desarrollo de las actividades de exploración y producción de estos recursos. En ese sentido, el marco regulatorio y el régimen fiscal implementados por cada país representa uno de los principales factores a ser tenidos en cuenta por los inversores, sean estos de capitales domésticos o extranjeros.

Por lo tanto, podría resultar oportuno para los países de la región llevar a cabo la tarea de revisar y, en caso de ser necesario, fortalecer o rediseñar los distintos mecanismos fiscales que son aplicados en la actualidad sobre las industrias extractivas de recursos naturales no renovables. Desde el punto de vista teórico, esto involucra aspectos específicos en términos del diseño y la evaluación de dichos instrumentos, los cuales responden de diferente manera a los múltiples objetivos que pueden perseguir los gobiernos de cada país.

Las industrias extractivas de recursos naturales no renovables poseen ciertas características particulares que las diferencian claramente de las actividades productivas tradicionales. En primer lugar, como su nombre lo indica, las reservas con que cuenta cada país —y el potencial flujo de ingresos fiscales que permitirían obtener— están sujetas a un proceso variable pero a la vez inexorable de agotamiento físico. En tal sentido, resulta claro el costo de oportunidad que posee la decisión de extraer recursos hoy en detrimento de su disponibilidad en el futuro.

Adicionalmente, hay otros rasgos específicos de la explotación económica de hidrocarburos y minerales que merecen ser destacados, a saber:

- Las grandes inversiones al inicio de los proyectos (“costos hundidos”) que requieren de un largo tiempo de producción continua para ser recuperados⁴;
- Las sustanciales rentas económicas que generan (y los ingresos fiscales que pueden obtenerse a partir de las mismas);
- La elevada incertidumbre que rodea al sector (volatilidad del precio internacional y nivel potencial de producción sujeto a hallazgos geológicos, costo de los insumos y riesgo político intrínseco);
- Las asimetrías de información en cuanto a la estructura de costos y aspectos técnicos de la exploración, desarrollo y producción (en favor del inversor-productor) y en cuanto a las intenciones y decisiones políticas futuras (en favor del gobierno);
- La multiplicidad de negocios adicionales que pueden desarrollarse en torno a la explotación básica;

³ Además de los posibles descubrimientos, el stock de reservas de hidrocarburos de un determinado país puede variar anualmente debido a: i) las revisiones de estimaciones previas; ii) las técnicas de recuperación mejorada; iii) el saldo neto de compraventa de reservas; iv) la producción durante el año (CEPAL, 2013b).

⁴ Esto conlleva problemas de inconsistencia temporal, donde los gobiernos tienen incentivos a ofrecer condiciones contractuales muy favorables para luego, una vez realizada la inversión, modificar dichos términos en su favor. Esta posibilidad, anticipada por los agentes, desalienta las decisiones de inversión y conduce a una situación que empeora el bienestar de ambos (el conocido problema regulatorio de “*hold-up*”, donde la falta de información acerca de las acciones —o intenciones de acción— futuras de la otra parte involucrada lleva a decisiones económicas sub-óptimas en términos de eficiencia).

- El considerable poder de mercado que pueden tener determinados productores cuando poseen una porción significativa de las reservas mundiales —y un nivel de producción en consonancia—, de alguno de estos recursos no renovables.

Todos estos aspectos, como bien señalan Boadway y Keen (2010), no son exclusivos de las industrias extractivas y pueden darse en otras actividades, pero adquieren una escala y relevancia macroeconómicas que las distinguen singularmente, tanto en países desarrollados como en vías de desarrollo. Asimismo, realzan la importancia y la complejidad que tiene la tributación y el manejo fiscal de las rentas generadas por dichos sectores.

A. Propiedad de los recursos naturales no renovables y regímenes fiscales específicos

Un aspecto adicional de gran relevancia se relaciona con la propiedad legal de estos recursos. En este sentido, además de estar generalmente plasmado en los marcos legales (al menos en los países de América Latina y el Caribe), suele reconocerse que los acervos de minerales e hidrocarburos que yacen en el subsuelo (así como el resto de recursos naturales) pertenecen a los Estados soberanos e integran el dominio público de sus ciudadanos (CEPAL, 2014). En consecuencia, son los Estados, a través de sus gobiernos representativos, los que detentan la potestad legal para establecer las diferentes condiciones para la explotación económica de los mismos, incluyendo el derecho de percibir un flujo de ingresos por las rentas generadas en estas actividades.

Sin embargo, para traducir la soberanía del Estado sobre los recursos naturales no renovables hacia políticas concretas de explotación existen múltiples caminos. Básicamente, la decisión estratégica pasa por optar entre: 1) hacerlo por cuenta propia (generalmente a través de una única empresa nacional); 2) permitir la libre operación de empresas privadas (a través de contratos de concesión); o 3) establecer un marco regulatorio de cooperación entre compañías internacionales y la empresa nacional con un control directo de las autoridades del país productor⁵. La adecuación de estas alternativas depende de una serie de factores específicos (económicos, históricos y políticos) que son propios a cada país.

El primer modelo es el que se ha observado originalmente en la mayoría de los países de América Latina y el Caribe, dando origen a importantes empresas monopólicas de bandera nacional en el sector de hidrocarburos destacándose Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en Argentina, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) en el Estado Plurinacional de Bolivia, Petróleo Brasileiro (Petrobras) en Brasil, Ecopetrol en Colombia, Petróleos Mexicanos (PEMEX) en México y, más recientemente, Petróleos del Perú (Petroperú), la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PetroEcuador) y Petróleos de Venezuela (PDVSA) en los respectivos países homónimos. Petrotrin (Trinidad y Tabago) y Staatsolie (Surinam) constituyen ejemplos similares en países del Caribe. En cambio en la actividad minera el único caso corresponde a la Corporación Nacional del Cobre (CODELCO) en Chile, constituyendo una excepción no sólo a nivel regional sino también internacional.

En el extremo opuesto se ubican varios países de la OCDE como Estados Unidos y el Reino Unido donde los países otorgan la propiedad —no de los recursos existentes sino de la producción obtenida— a empresas privadas, generalmente domiciliadas en el mismo país, a través de regímenes de concesión bajo ciertas condiciones de explotación. Incluso algunos países de América Latina (Argentina, Estado Plurinacional de Bolivia) optaron por este camino al privatizar sus respectivas empresas nacionales a mediados de la década de los años 90, las cuales serían re-estatizadas en años recientes.

⁵ Ver Nackle (2010) para una discusión de estas opciones en la industria petrolera.

No obstante, el resurgimiento de la participación del Estado en las industrias extractivas ha conducido a la mayoría de los países de la región —y de otras latitudes— a ubicarse en un amplio espectro de arreglos institucionales donde la actividad de la empresa nacional es complementada, en mayor o menor medida, por el aporte de empresas privadas internacionales o del mismo país. Esta última alternativa es actualmente la más popular (al menos en el sector de hidrocarburos) y es la que ha prevalecido en la mayoría de los países en desarrollo por la ventaja que ofrece de satisfacer la necesidad de control estatal y defensa de la soberanía al tiempo de permitir el aprovechamiento de la generalmente mayor capacidad tecnológica y operativa de las empresas del sector privado.

Esta tendencia a la complementación entre empresas nacionales e inversores privados se ha visto plasmada en la mayoría de los países productores de la región. Los casos del Estado Plurinacional de Bolivia y Ecuador sobresalen en lo que se refiere a las alianzas estratégicas para exploración y explotación en el sector de hidrocarburos. Recientemente, algunos países de la región aprobaron reformas legales que van en el mismo sentido. Por ejemplo, la reforma energética en México (diciembre de 2013) implicó un cambio fundamental en relación con el manejo de los hidrocarburos, al establecer un nuevo marco constitucional donde el Estado continúa siendo propietario de los recursos que yacen en el subsuelo pero abre la posibilidad para la participación de inversores privados tanto en las actividades de exploración y producción (*upstream*) como en las de refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento (*downstream*) de acuerdo a diversas modalidades de contratación y licencias.

Amén de la estrategia adoptada por cada país, la cual incluso puede variar a lo largo del tiempo de acuerdo a factores internos y externos, el hecho de que la propiedad de los recursos naturales no renovables corresponda a los ciudadanos de cada país (en cuyo territorio se encuentran físicamente) pone de relieve la importancia de diseñar un régimen fiscal específico para asegurar la apropiación estatal de una razonable porción de las rentas generadas en las respectivas industrias extractivas. De hecho, el conjunto de instrumentos de recaudación aplicados sobre los recursos naturales no renovables suele determinar, en gran medida, las tasas de inversión y de agotamiento de los mismos, así como también los ingresos fiscales disponibles para los gobiernos.

El diseño de un régimen fiscal sobre recursos no renovables suele plantear una serie de desafíos en cuanto a los objetivos que se buscan cumplir con su implementación. El principal de ellos consiste en lograr un balance entre la necesidad del gobierno de maximizar los ingresos fiscales derivados de estos sectores y los incentivos que se ofrecen a los agentes privados para garantizar su participación en las actividades de exploración y producción. Si bien, en teoría, el gobierno podría extraer la totalidad de las rentas que exceden a la tasa de rentabilidad normal de la inversión (teniendo en cuenta el riesgo implícito y cubriendo la totalidad de los costos), esto encuentra un límite en la práctica al desalentar la inversión y la producción por la aplicación de instrumentos que distorsionan las decisiones privadas.

En las industrias extractivas existen básicamente dos tipos de regímenes fiscales (Johnston, 1994): 1) los sistemas de concesiones y 2) los sistemas contractuales.

Los sistemas concesionarios se originaron en los principios de la industria petrolera a mediados del siglo XIX y aún predominan entre los países de la OCDE. En los acuerdos de concesión generalmente el Estado otorga a una compañía el derecho exclusivo a explorar, desarrollar, producir, transportar y comercializar los recursos naturales extraídos asumiendo todos los riesgos y costos asociados a la explotación dentro de un área delimitada y por un período de tiempo determinado. En general, los operadores privados son los propietarios legales de la producción (no así los recursos que permanecen en el terreno adjudicado) y tiene libertad para disponer de la misma. Por su parte, el Estado sólo participa en la generación de rentas económicas a través del cobro de regalías y/o impuestos.

Casi un siglo después, los sistemas de concesiones comenzaron a ser vistos como incompatibles con la soberanía estatal. De hecho, los sistemas contractuales surgieron en ese entonces como resultado de los esfuerzos para modificar la naturaleza de las relaciones entre las grandes empresas privadas internacionales y los países con disponibilidad de recursos no renovables.

Bajo un sistema contractual típico, el Estado es el propietario no sólo del recurso natural sino de la producción que obtiene la empresa privada la cual opera a su propio riesgo y costos bajo el control estatal y recibe un pago en especie o en efectivo como contrapartida si la producción resulta exitosa. En teoría, el control sobre el recurso natural explotado tendería a ser mayor puesto que el Estado no solo puede recaudar regalías e impuestos sino que, a través de la empresa estatal o de la participación accionaria en otras empresas, comparte con el sector privado las ganancias del negocio. Entre los sistemas contractuales suele distinguirse entre: a) contratos de producción compartida, donde el contratista privado recibe una parte de la producción final —volumen— en compensación por los riesgos y servicios provistos, una vez cubiertos los costos financieros y operativos; y b) contratos de servicios, ya sea “puros” (porcentaje fijo de los ingresos netos de los costos), “de riesgo” (donde dicho pago depende de la rentabilidad y las condiciones de mercado) o “híbridos” (como alternativa intermedia entre los anteriores).

En la práctica internacional suelen encontrarse ejemplos de ambos sistemas aplicados a la producción de petróleo y gas, no así en el caso de la actividad minera donde la explotación de los recursos generalmente se realiza a través de concesiones a empresas privadas.

Más allá de las ventajas y desventajas que los distintos tipos de sistemas fiscales puedan poseer para los países, no existe ninguna razón probada para preferir un sistema sobre el otro ya que los términos fiscales de uno pueden replicarse en el otro, obteniendo potencialmente los mismos resultados (Tissot, 2010). Además, las diferencias que separan a estos dos sistemas se han estrechado ya que algunos países han avanzado en la introducción de elementos contractuales en sus respectivos sistemas de concesiones con el objetivo de ejercer mayor control sobre el ritmo de explotación de los recursos disponibles para satisfacer los objetivos de corto y/o de largo plazo. Por lo tanto, una decisión mucho más importante en esta materia consiste en la elección de cada uno —y de la combinación— de los instrumentos recaudatorios aplicados sobre las industrias extractivas en virtud de los distintos efectos económicos y fiscales asociados a los mismos.

B. Instrumentos fiscales en las industrias extractivas: principales alternativas

Con el correr de las últimas décadas, se ha venido observando una diversificación en la gama de instrumentos fiscales, tanto de carácter tributario como no tributario, que son plausibles de ser aplicados y calibrados específicamente a las industrias extractivas⁶. Incluso se ha dado que impuestos con idéntica denominación poseen distintas variantes según el país estudiado.

Una clasificación moderna de los mismos distingue entre aquellos basados en utilidades (o alguna definición de ingresos netos de costos vinculados) y los que se determinan en función de la producción, ya sea que recaigan sobre las reservas o sobre los insumos y servicios utilizados en la explotación. Adicionalmente, existen diversos mecanismos a través de los cuales el Estado puede participar, de manera activa o pasiva, en la producción o en las ganancias de las empresas privadas. En el cuadro 1 se expone un relevamiento realizado por el FMI (2012) donde se describen los principales instrumentos fiscales que suelen encontrarse en las industrias extractivas y se muestra además el grado de frecuencia en que los mismos son utilizados en una amplia muestra de 25 países mineros y 67 productores de hidrocarburos.

⁶ Para un análisis detallado del diseño específico de estos instrumentos pueden consultarse los trabajos de Tordo (2007) y de Boadway y Keen (2010).

Cuadro 1
Instrumentos usualmente aplicados en regímenes fiscales de industrias extractivas

Instrumentos	Descripción	Prevalencia	
		Número de países	
		Minería	Hidrocarburos
Bono de signature	Pago por adelantado para la adquisición de derechos de exploración (comúnmente usados como parámetros de subasta).	1	16
Bono de producción	Pago fijo al alcanzar cierto nivel de producción acumulada o una tasa de producción determinada	Ninguno	10
Regalías	Específicas (cantidad por unidad de volumen producido)	2	1
	Ad-valorem (porcentaje del valor de la producción)	17	31
	Ad-valorem progresiva con los precios	1	9
	Ad-valorem progresiva con la producción	Ninguno	8
	Ad-valorem progresiva con el coeficiente de explotación / beneficios	3	1
	Ad valorem aplicada sobre margen operativo (utilidad neta)	2	Ninguno
	Impuesto sobre la renta de sociedades (nivel federal)	Impuesto tradicional con tasa proporcional sobre los ingresos netos de los costos y gastos deducibles (se suelen contemplar beneficios específicos a estos sectores).	22
Impuesto sobre la renta de sociedades (nivel subnacional)	Tasa de impuesto sobre la renta corporativo a nivel estatal, provincial o local en adición al impuesto a nivel federal.	2	4
Impuesto variable sobre la renta de sociedades	Impuesto sobre la renta de sociedades con tasas crecientes en función de tramos del nivel de ingreso.	3	Ninguno
Impuestos sobre la "renta pura del recurso"	Flujo de caja (ingresos menos costos y gastos en general) con deducibilidad total de las pérdidas incrementadas para mantener su valor presente.	5	5
	Flujo de caja limitando el incremento en el valor de las pérdidas acumuladas	Ninguno	2
	Deducción por el Capital Ajeno Invertido (<i>Allowance for Corporate Capital</i>)	Ninguno	1
	Deducción por Patrimonio o Capital Propio (<i>Allowance for Corporate Equity</i>), con una tasa hipotética de retorno además del pago de intereses financieros.	Ninguno	1
Impuestos adicionales sobre las utilidades	Otros mecanismos de tributación de beneficios distintos a los anteriores	1	3
Contratos de producción compartida	Cuota fija en la producción	Ninguno	5
	"Factor R": proporción de los ingresos acumulados sobre los costos acumulados	Ninguno	13
	Tasa de retorno, antes o después de impuestos	Ninguno	3
	Nivel de Producción	Ninguno	13
Participación del Estado	"Participación libre": gobierno recibe porcentaje de dividendos sin participar en el pago de los costos.	2	Ninguno
	"Participación diferida": las contribuciones del gobierno son recuperadas a través del cobro de dividendos más intereses por el capital invertido.	3	8
	"Participación pagada": el gobierno paga su parte de los costos y recibe dividendos en esa proporción.	Ninguno	19
Requerimientos de inversiones sociales o infraestructura	Empresas operadores proveen infraestructura o hacen otras inversiones sociales (escuelas, hospitales, etc.)	1	6

Fuente: FMI (2012), "Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation" (FARI Database).

Históricamente, los instrumentos más comúnmente utilizados, tanto en el sector de hidrocarburos como en la minería, han sido las regalías —ya sea que estén definidas por unidad

producida (*ad quantum*) o a través de una variable económica (*ad valorem*)— y el tradicional impuesto sobre la renta societaria que se aplica en todos los países relevados para la confección del cuadro 1, prevaleciendo un enfoque orientado a los niveles de producción. Sin embargo, las características específicas de este tipo de actividades económicas, la tendencia internacional declinante en las tasas del tributo mencionado, la mayor volatilidad en el precio internacional de estos *commodities*, sumadas a las debilidades intrínsecas de los instrumentos tradicionales —las cuales serán planteadas en el siguiente apartado—, han llevado a la mayoría de los países ricos en recursos no renovables a reforzar los esquemas fiscales a través de la introducción de distintos mecanismos tributarios y no tributarios que impactan sobre las empresas operadoras en diferentes momentos a lo largo de la vida de los proyectos de explotación económica de los yacimientos⁷.

En las industrias extractivas, dado que posibilitan la obtención de rentas a partir de recursos naturales agotables que son originariamente propiedad del Estado, es práctica común que los gobiernos establezcan algunos instrumentos fiscales relativamente fijos en las etapas más tempranas de los proyectos con el fin de fijar ciertas pautas iniciales en la regulación de los mismos. Entre ellos se destacan las subastas por el derecho de exploración y explotación como mecanismo competitivo para seleccionar al operador más eficiente que permita capturar el valor esperado de la renta económica potencial. Otro elemento recurrente (especialmente en el sector de hidrocarburos) está constituido por los bonos de signatura (al momento de la firma de los contratos), descubrimiento (al momento de confirmar la viabilidad del yacimiento) y de producción (al momento de iniciada la producción efectiva), representando todos un monto fijo cuyo pago se “dispara” ante la ocurrencia de un evento y que guarda cierta relación con el tipo de explotación económica.

En varios países también se exige el pago de cargos (fijos o variables) a las empresas concesionarias en concepto de arrendamiento y uso del terreno delimitado de cada proyecto, generalmente aplicadas por los gobiernos subnacionales y, a veces, con cierta finalidad de protección ambiental. Como ejemplos pueden citarse los impuestos de extracción (“*Severance taxes*”) aplicados en la gran mayoría de los estados norteamericanos y canadienses, donde la propiedad de los recursos —o del territorio del cual son extraídos— corresponde a propietarios privados, lo que transforma a estos instrumentos en sustitutos de las regalías que se utilizan en aquellos países donde el Estado es el propietario legal de los recursos naturales no renovables.

En algunos casos, se ha optado por complementar el impuesto sobre la renta que pagan las empresas con alícuotas adicionales, ya sea a nivel federal como subnacional. Ejemplos de la primera alternativa están constituidos por Noruega, que aplica un tasa del 50% sobre la producción de petróleo en adición a la alícuota general del 28%, y el Reino Unido, donde se aplica una tasa del 30% a la producción sobre la plataforma continental (en lugar de la tasa estándar del 28%). Para ilustrar la segunda variante pueden citarse los casos de Estados Unidos, Canadá, Italia y la Federación Rusa, con sobretasas a nivel estadual o local. Además, aún al contrario de la práctica convencional, algunos países han llegado a establecer un impuesto sobre los ingresos corporativos con alícuotas progresivas, tales son los casos de Botsuana, Sudáfrica (en la minería aurífera) y Zambia (FMI, 2012).

Por otra parte, la participación directa del Estado, principalmente en los sistemas contractuales aplicados en el sector petrolero, admite una serie de variantes que merecen ser identificadas. Una opción consiste en la adquisición, por parte del Estado, de una participación en la propiedad de las empresas mineras, siendo un sistema utilizado tanto en países desarrollados como en desarrollo. La participación puede contemplar (o no) un pago por el costo total de la inversión, recibiendo el Estado una cuota equivalente del flujo de utilidades más el rendimiento de la inversión como contraparte.

Otra alternativa disponible para los Estados, en su afán por participar en la explotación económica de los recursos naturales no renovables y, de esa manera, lograr un mejor control de la

⁷ A grandes rasgos, las etapas fundamentales serían: 1) Licitación o Adjudicación de los yacimientos, 2) exploración, 3) desarrollo, 4) producción, 5) clausura, 6) post-clausura.

actividad de las empresas que operan en estos sectores, se refiere a los contratos de producción compartida ya mencionados, donde las compañías adquieren derechos de propiedad sobre la fracción del flujo de recursos producidos que queda después de entregar una parte de la producción (medida en términos físicos o monetarios) al Estado y después del pago de las regalías. En general, si bien existen diferentes variantes, el contratista debe pagar todos los costos y riesgos asociados a la exploración y el Estado (generalmente a través de la empresa estatal) se reserva el derecho de asociarse en la etapa de desarrollo y producción del yacimiento. A su vez, el contratista usualmente debe cubrir los costos de entrenamiento de personal local, de operación y, en algunos casos, los costos de exploración y desarrollo, aunque los mismos pueden recuperarse previo a la división de la producción (*profit split*) entre la empresa y el Estado (Medinaceli, 2010).

A través del tiempo, se han introducido impuestos que buscan gravar aquellos beneficios que no son alcanzados por los instrumentos tradicionales (por ejemplo, los impuestos de retención sobre dividendos distribuidos por las empresas privadas). En esta línea, la literatura especializada en la materia ha brindado especial interés a los denominados “impuestos sobre la renta económica pura de los recursos”.

En general, estos tributos están basados en los flujos de efectivo donde la totalidad de los gastos incurridos en la exploración, el desarrollo y la explotación de los yacimientos se deducen de manera total e inmediata de los ingresos, razón por la cual no suelen contemplar ningún mecanismo de depreciación contable ni tampoco prevén deducciones por intereses u otros costos financieros). Idealmente, cuando el flujo de efectivo neto es negativo, las pérdidas se trasladan a ejercicios futuros a una tasa de interés adecuada, de manera tal que el impuesto contemple sólo las transacciones reales en una base “caja o efectivo”. Este impuesto es referido en la literatura como “*Brown Tax*” y es considerado un punto de referencia para evaluar otros instrumentos fiscales alternativos ya que no sólo establece una carga fiscal que ajusta a la rentabilidad del inversor sino que asegura que el mismo obtenga beneficios solamente hasta alcanzar una tasa de retorno normal” (en función de los flujos de efectivo potenciales y de los riesgos asociados al proyecto).

En la práctica, la forma de implementar un impuesto de este tipo es única y ha admitido varias variantes por parte de diferentes países. Por ejemplo, el impuesto sobre la Renta del Recurso (“*Resource Rent Tax*”) replica las características del *Brown Tax* a través de una deducción anual de las pérdidas acumuladas sobre las utilidades hasta que las mismas sean recuperadas (Garnaut y Clunies Ross, 1983) sin la necesidad de devoluciones en efectivo. Este esquema es utilizado por Australia en las industrias de hidrocarburos y minerales. Otra posibilidad consiste en ajustar las utilidades agregando la depreciación y los intereses y deduciendo completamente todos los gastos de capital para obtener una base imponible de flujo neto de efectivo, sobre la cual se aplica una sobretasa. En este caso, aplicado en el Reino Unido, la deducción por la inversión realizada no es prorrogada (*carried forward*) sino que se agrega a los costos de capital al inicio del proyecto.

Por otra parte, existen otros mecanismos que modifican el impuesto societario tradicional y que —en esencia— también replican los efectos de un impuesto de este tipo sobre la renta económica pura. En un esquema con “deducción por el capital ajeno invertido” (*Allowance for Corporate Capital, ACC*), en lugar del reconocimiento fiscal de los intereses sobre la deuda, a las empresas se les permite deducir una tasa de retorno imputado sobre la base íntegra de activos, eliminando cualquier distinción entre las formas de financiamiento (deuda o capital propio). El impuesto especial sobre el petróleo que aplica Noruega en la actualidad se aproxima a este esquema, donde se combinan una deducción sobre la inversión total, la limitación en la deducción de intereses y un reembolso por las pérdidas originadas en la etapa de exploración. Alternativamente, puede implementarse una deducción por capital propio (*Allowance for Corporate Equity, ACE*), la que también modifica el cálculo del impuesto sobre la renta para la empresa ya que, además de la deducción estándar para los intereses de la deuda, a las empresas se les permite deducir una tasa de retorno notional sobre el patrimonio neto contable. Este mecanismo es actualmente aplicado por Bélgica y Brasil (y también fue utilizado en Italia y Croacia). A pesar de sus diferencias, en estas dos variantes el pago de impuestos a lo largo de la vida de un proyecto es generalmente anterior (cuando el ingreso anual cubre el costo anual de financiamiento del capital) al que se observaría en un esquema con un impuesto del estilo “*Brown*

Tax”, el cual sólo genera una obligación fiscal efectiva recién cuando todos los costos asociados al proyecto son completamente recuperados (FMI, 2012).

Independientemente de la forma específica que estos tributos adopten⁸, debe tenerse en cuenta que la justificación económica que subyace en su utilización se relaciona con el concepto de “progresividad fiscal” y la capacidad de lograr una mayor apropiación por parte del Estado de las rentas económicas generadas en las industrias extractivas a medida que dichas rentas se incrementan con la evolución de los proyectos (véase el recuadro 1).

Recuadro 1 **El concepto de progresividad de los instrumentos fiscales en estos sectores**

En la teoría económica tradicional, el término “progresividad” se utiliza para expresar la relación entre la carga tributaria efectiva de un determinado impuesto y la capacidad económica de los distintos sujetos alcanzados por el mismo. Este principio implica que el gravamen es función creciente de la base imponible, la cual normalmente es algún valor relacionado con el ingreso total, la renta neta o las ganancias de un cierto individuo o agente económico.

De acuerdo a Land (2010), la “renta económica pura” de un recurso natural no renovable se mide por el excedente del valor bruto de producción por sobre todos los costos inherentes a la explotación, incluyendo las remuneraciones de todos los factores de producción. Estas últimas incluyen una retribución mínima como compensación del capital invertido, la cual equivale a la tasa de interés de largo plazo más un margen adicional para compensar los riesgos técnicos, comerciales y políticos asociados a la inversión. En períodos de aumentos sostenidos de precios (o ante una disminución drástica de los costos de producción) la renta económica de estos recursos puede alcanzar valores extraordinarios, siendo justificable para el Estado —en su carácter de propietario de los yacimientos— la apropiación de una parte o del total de las rentas generadas a través de diversos instrumentos fiscales.

En ese sentido la progresividad fiscal, en el entorno de las industrias extractivas, es entendida como la capacidad de lograr una participación estatal proporcionalmente mayor en las rentas acumulativas de estos sectores en ciclos de auge de precios (o baja de costos). Se dice que un determinado instrumento fiscal (o el conjunto de ellos) es progresivo si contribuye a incrementar la participación relativa del Estado (“government take”) a medida que se alcanzan —y superan— umbrales crecientes de rentabilidad, una vez que los proyectos recuperan sus costos hundidos de exploración e inversión de capital.

De acuerdo a este criterio, la imposición óptima en los sectores de recursos naturales no renovables sería aquella que resulta progresiva en la renta económica derivada de la explotación de los mismos. Si bien existe una amplia gama de instrumentos fiscales que, en teoría, podrían ser diseñados de manera tal de ajustar su carga fiscal progresivamente —directa o indirectamente— en función de la renta económica obtenida, la mayoría de ellos enfrentan limitaciones una vez en la práctica.

Típicamente los instrumentos que impactan desde las etapas iniciales de un proyecto (exploración y desarrollo; antes de comenzar con la producción efectiva) tienden a ser los menos progresivos (más regresivos) ya que las obligaciones de pago que generan suelen determinarse en función de variables fijas en relación a la evolución del proyecto. Los bonos de signature y las regalías basadas en la producción son ejemplos comunes. En cambio, los instrumentos fiscales cuya recaudación comienza a generarse luego del inicio de la producción y, más aún, cuando es recién a partir de que el operador del proyecto comienza a obtener beneficios y rentas, son más progresivos y responden más rápidamente ante cambios contextuales ya que su cuantía depende de variables móviles relacionadas con la evolución económica de la actividad.

Fuente: Elaboración propia.

En años más recientes, se han añadido al menú las regalías contingentes (*sliding-scale*), las regalías sobre utilidades o sobre algún concepto de ingresos netos, y los impuestos sobre ganancias extraordinarias o inesperadas (*windfall taxes*). Estos instrumentos tienen una racionalidad económica en común: dada la elevada volatilidad de los precios internacionales de los productos primarios (hidrocarburos y minerales especialmente) se busca contar con algún mecanismo que permita a los Estados disponer de cierto grado de reacción fiscal ante cambios contextuales. Sobre todo durante ciclos de crecimiento acelerado de los precios de referencia, que podrían dar origen a rentas

⁸ Una exposición analítica de las distintas variantes existentes puede encontrarse en Boadway y Keen (2010).

extraordinarias en las empresas, este tipo de instrumentos suele contar con algún umbral mínimo a partir del cual su impacto fiscal se hace efectivo y, en la mayoría de los casos, contemplan una serie de alícuotas escalonadas que varía en función de un precio internacional de referencia.

Adicionalmente, en varios países los regímenes fiscales sobre las industrias extractivas se completan mediante la aplicación de impuestos que generalmente integran el régimen general de tributación como el IVA, algunos impuestos selectivos o los gravámenes sobre el comercio internacional (tanto sobre las exportaciones como sobre las importaciones), siempre con el afán de asegurar la apropiación por parte del Estado de una adecuada y razonable porción de la renta económica que suelen generar estos sectores en los distintos países (Corbacho *et al.*, 2013).

C. Objetivos buscados y criterios de evaluación de los instrumentos fiscales

Como se ha podido observar, la amplia gama de instrumentos fiscales descrita anteriormente incluye impuestos, regalías y cargos de muy variada base y estructura. Como será recurrentemente enfatizado, resulta evidente que la adecuación de cada uno de ellos depende de las características, necesidades, restricciones y posibilidades de cada país en particular. No obstante, cada instrumento posee una serie de efectos económicos intrínsecos que pueden ser ponderados de acuerdo a determinados criterios y, a su vez, responde de diferente manera a los —a veces contrapuestos— objetivos de política que los gobiernos se plantean al momento de su implementación efectiva.

En primer lugar, es sabido que la finalidad primaria para los gobiernos radica en la **movilización de recursos (recaudación de ingresos fiscales)** que contribuyan al financiamiento de las erogaciones del Estado. En este sentido, este objetivo central no sólo se refiere a la simple maximización de la magnitud de estos recursos sino, más importante, a su adecuación para lograr una distribución óptima de las rentas económicas generadas en las industrias extractivas entre el gobierno y las empresas privadas. Aunque existen suficientes argumentos teóricos que justifican la apropiación de una parte mayoritaria de dichas rentas por parte del Estado, en la práctica determinadas circunstancias políticas y económicas influyen sobre la distribución efectiva de las rentas generadas, especialmente al considerar la gran movilidad internacional de los capitales de inversión privada en un escenario con países que compiten por lograr su atracción a través del uso de incentivos fiscales.

En relación con el nivel potencial de recaudación, aquellos instrumentos considerados más regresivos (cargos fijos, derechos de uso, bonos e incluso las regalías fijas basadas en unidades o valores de producción) tienden a mostrar, *a priori*, un mayor rendimiento fiscal en virtud de que generalmente se aplican sobre cantidades brutas sin considerar los costos de producción. El hecho de que dichos instrumentos no estén sujetos al éxito ni a la evolución financiera del proyecto implica una reducción del riesgo *ex ante* de una posible pérdida fiscal para el gobierno (ante proyectos fallidos o poco fructíferos) y una apropiación temprana y más estable de los recursos fiscales (al estar menos afectados por la volatilidad de los precios internacionales⁹).

Esto contrasta claramente con los instrumentos basados en utilidades, especialmente aquellos impuestos aplicados sobre conceptos estilizados de renta económica que no generan recaudación hasta tanto un proyecto alcanza la tasa de retorno objetivo, donde el retraso en la obtención efectiva de los ingresos fiscales derivados aumenta la pérdida potencial de recursos para el gobierno (Baunsgaard, 2001).

⁹ Esta razón es la que ha llevado a varios países ricos en recursos naturales no renovables a la implementación de fondos de estabilización, mediante los cuales se intenta moderar el carácter cíclico de los ingresos fiscales derivados, ahorrando en períodos de precios altos para compensar los períodos de precios bajos. El caso de Noruega es conocido a nivel mundial por su magnitud, aunque existen algunos fondos de estabilización muy importantes en la región como, por ejemplo, en Chile, Colombia, México y Venezuela (Jiménez y Tromben, 2006).

Sin embargo, el claro objetivo del gobierno por maximizar, en tiempo y forma, los ingresos fiscales obtenidos a través de estos instrumentos suele estar en conflicto (*trade-off*) con la pérdida de eficiencia que los mismos generan en términos de asignación de recursos. Los impuestos suelen reducir el retorno esperado de un proyecto (ya sea en hidrocarburos o minerales) afectando negativamente la exploración y las inversiones y distorsionando las decisiones de los agentes privados que intervienen en las industrias extractivas. A pesar de que los impuestos convencionales suelen implicar alguna pérdida de eficiencia, la **neutralidad** (de un impuesto o de un conjunto de ellos) está referida a si, luego de su aplicación, se mantiene inalterado el ordenamiento original (sin impuesto) de las decisiones económicas de los agentes privados¹⁰.

Por un lado, las regalías y otros instrumentos de base fija son los que más distorsiones introducen en la producción ya que son vistos como un costo fijo directo adicional de la producción. En particular, estos instrumentos afectan tanto el margen de explotación (decisión de producir) como el margen de ganancias netas (retorno neto) e influyen en la modalidad de extracción y la decisión de inversión: si se fijan por unidad tienden a discriminar los proyectos de relativamente mayores costos iniciales de inversión (condiciones adversas de exploración); si se fijan por valor de las ventas discriminan la producción de alto valor relativo (Corbacho *et al.*, 2013). Asimismo, el hecho de imponer una obligación fiscal independiente de las utilidades puede conducir a descartar o postergar proyectos en la medida que, una vez internalizada su incidencia en las proyecciones, el valor presente neto de las inversiones requeridas resulte negativo.

Por su parte, aunque relativamente más neutrales que los anteriores, los impuestos sobre la renta corporativa —así como las regalías basadas en utilidades— tienen efectos distorsivos en el comportamiento de las empresas puesto que reducen el valor presente neto y la tasa interna de retorno que anticipan las mismas tanto para las operaciones existentes como para los proyectos nuevos (llevando al cierre temprano de los primeros y reduciendo el atractivo económico de los segundos). A su vez, estos gravámenes pueden influir en las decisiones de inversión de acuerdo a las reglas de depreciación de la inversión inicial y otros beneficios fiscales contempladas en la legislación. Las distorsiones se reducen fuertemente, aún cuando siempre existan, en el caso de un impuesto sobre la renta pura del recurso o uno progresivo sobre utilidades en la medida que la tasa de descuento del inversor se aproxime a la tasa de retorno requerida para gatillar el impuesto.

Sin embargo, además del flujo de ingresos y de las pérdidas de eficiencia que pueden generar, los instrumentos fiscales alternativos en las industrias extractivas deben ser ponderados en función de otros criterios que trascienden el objetivo estrictamente fiscal. Por ejemplo, una característica deseable para estos regímenes es su grado de **flexibilidad** para adaptarse eficazmente a los cambios en las condiciones del mercado. Esta cualidad contribuye a reducir la previsión necesaria que realiza un gobierno determinado para predecir el resultado de la ejecución real de un proyecto, ajustándose automáticamente la participación relativa del Estado sobre las rentas del sector extractivo en función de los cambios en la rentabilidad del proyecto. Relacionado con el concepto de **progresividad** (recuadro 1), un régimen será más o menos flexible dependiendo del momento de pago de los impuestos y otros instrumentos aplicados: si éstos están más sesgados hacia el final del proceso de extracción (e impactan sólo una vez que el proyecto genera ingresos efectivos, como en el caso de los impuestos sobre la renta pura del recurso o progresivos sobre utilidades netas), el grado de flexibilidad aumenta. En cambio, las regalías y los instrumentos basados en el nivel o valor de producción no son lo suficientemente flexibles a cambios contextuales, salvo que su diseño específico estipule algún factor de ajuste ante cambios en determinados parámetros como el precio internacional de los productos gravados.

¹⁰ El análisis de la eficiencia en la producción, desde el punto de vista del mercado y del bienestar general, se modifica si se considera la capacidad de estos instrumentos económicos para incentivar un uso del recurso que respete el cuidado del medio ambiente. Esos aspectos serán planteados en la tercera parte de este trabajo.

El régimen fiscal también posee un impacto directo sobre la **distribución del riesgo** entre el gobierno y la empresa que invierte en un determinado proyecto de explotación. Es sabido que las industrias extractivas, particularmente, contienen un elevado componente de riesgo económico debido, en gran parte, a los largos períodos de gestación de cada proyecto y a la dificultad de anticipar todas las potenciales contingencias técnicas, geológicas, económicas y políticas que pueden afectar la producción y los ingresos futuros. Se entiende entonces que un impuesto reducirá el riesgo relativo del inversor en la medida que dicho instrumento contemple la incertidumbre a la que esta sujeta cada proyecto, transfiriendo así parte del riesgo comercial al gobierno (cuyo riesgo, en términos de sacrificio fiscal, aumenta en contrapartida).

Por ende, al contrario de lo que sucede con las regalías basadas en el volumen o valor de la producción y otros cargos fijos, los impuestos sobre la renta económica pura del recurso transfieren gran parte del riesgo implícito de la actividad hacia el gobierno, dado que no generan ingresos hasta que la tasa de retorno objetivo es alcanzada por el proyecto. Algo similar ocurre con los impuestos progresivos sobre beneficios ya que implican una menor carga fiscal para aquellos proyectos con menor rentabilidad relativa. El caso del impuesto sobre la renta societaria y otras alternativas como los contratos de producción compartida se ubicarían por debajo de los tributos mencionados pero aún por encima de las regalías en términos del criterio de manejo de riesgos.

Como ya fuera mencionado, el problema de información asimétrica en las industrias extractivas se da en doble sentido: las empresas tienen mayor conocimiento de aspectos financieros y técnicos en torno a un determinado proyecto de exploración; los gobiernos tienen conocimiento exclusivo de sus potenciales decisiones futuras sobre dicho proyecto. En dicho caso, ya sea por la naturaleza de las inversiones en estos sectores (altos costos hundidos) o por las cambiantes condiciones internas (información geológica) como externas (volatilidad de precios) los gobiernos pueden tener incentivos a actuar de manera oportunista modificando los términos contractuales originales que ofrecen a las empresas inversoras, lo cual entonces aumenta el considerable riesgo al que suelen estar expuestas. Por dicha razón, suele destacarse la relevancia que adquiere el concepto de **estabilidad** de los instrumentos y del régimen fiscal, en tanto no sufran grandes cambios a lo largo del tiempo o bien sus eventuales cambios sean predecibles, y su relación con el manejo del riesgo implícito en este tipo de actividades. Independientemente de los instrumentos, los regímenes basados en regalías e impuestos poseen una inestabilidad intrínseca dado que los gobiernos siempre tendrían el derecho de establecer y modificar la legislación tributaria.

De hecho, en países con marcos regulatorios e institucionales débiles es común que los términos fiscales ordinarios sean modificados durante la vida de un proyecto de larga maduración. Esto ha llevado a la inclusión de cláusulas de estabilidad en los acuerdos contractuales, las cuales sirven para garantizar que los términos de los acuerdos se mantendrán estables. Dado que estos mecanismos no están exentos de inconvenientes (generan distorsiones de equidad tributaria, conflictos políticos y atentan contra la adaptabilidad de los instrumentos fiscales ante cambios contextuales), pueden encontrarse soluciones parciales mediante un adecuado diseño fiscal. Por ejemplo, a mayor flexibilidad en el ajuste de la participación estatal en la renta del sector a cambios imprevistos en la rentabilidad, más bajo es el incentivo del gobierno a revisar los términos fiscales a través de renegociaciones. Entonces, la percepción del inversor sobre la estabilidad fiscal de un régimen puede aumentar en la medida que exista una elevada correlación entre la carga fiscal y la tasa de retorno, favoreciendo a dichos instrumentos en detrimento de los basados en la producción (regalías y cargos).

¹¹ Algunas alternativas posibles son: 1) congelar el sistema fiscal a la firma del acuerdo del proyecto (a través de legislación especial); 2) incluir cláusulas contingentes sujetas a la ocurrencia de determinados eventos; 3) mantener un margen mínimo de participación relativa en las rentas independientemente de lo que surgiría por aplicar el régimen fiscal; 4) congelar los términos contractuales pero actualizándolos en caso de darse cambios en el régimen general que mejoran el acuerdo original (Tissot, 2010).

Un objetivo adicional de la política fiscal vinculada a los sectores extractivos aborda la cuestión de la **equidad** o la justicia distributiva con que se distribuye el impacto de determinados instrumentos de recaudación entre varios contribuyentes. Al respecto, se distinguen varias dimensiones para evaluar el régimen fiscal o un determinado instrumento del mismo en términos del criterio de equidad: a) la equidad horizontal, es decir si todas las empresas que generan un mismo nivel de renta económica enfrentan la misma tasa impositiva; b) la equidad vertical, en virtud de la cual sería deseable discriminar entre proyectos de alta y baja rentabilidad y la capacidad de pago relacionada; c) la equidad "jurisdiccional", referida a cómo se distribuyen los ingresos fiscales y al grado de reconocimiento de los mayores impactos negativos con que tienen que lidiar aquellas áreas o regiones donde se desarrollan los proyectos de explotación; d) la equidad intergeneracional, en relación con el manejo sustentable de los recursos agotables y su aprovechamiento entre las generaciones actuales y las futuras. En términos generales, los instrumentos basados en las utilidades, y más aún en la rentabilidad efectiva de cada proyecto, permiten alcanzar esta serie de objetivos vinculados al tratamiento específico de los distintos agentes sujetos al régimen fiscal aplicado, al contrario de lo que sucede con los instrumentos fijos como las regalías y otros cargos que no tienen en cuenta estas diferencias entre diferentes proyectos y empresas dando lugar a inequidades en el sistema (Guj, 2012).

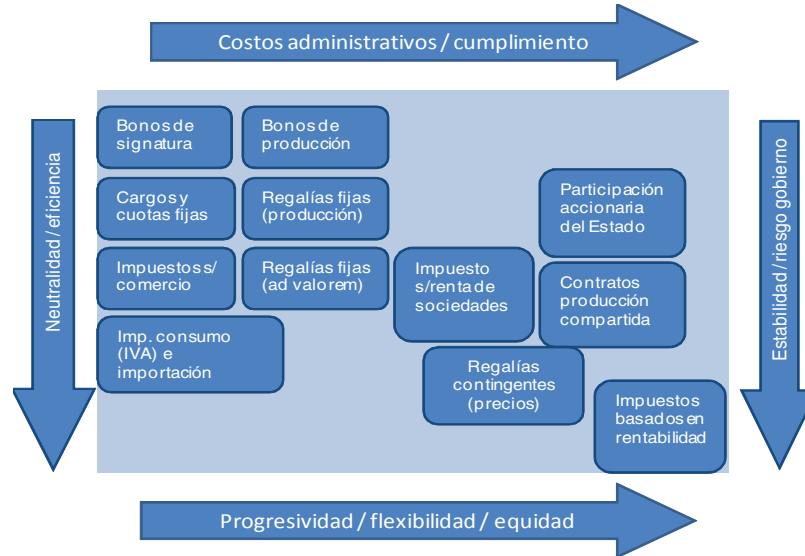
Por último, el impacto de cualquiera de los instrumentos fiscales mencionados requiere una evaluación en términos de la **dificultad de diseño, administración y cumplimiento**. De particular interés son los requerimientos de información específica para diseñar un régimen fiscal que provea una participación razonable del estado en las rentas económicas generadas en las industrias extractivas; la gama disponible de instrumentos fiscales difiere en la cantidad de información necesaria para lograr dicho cometido. Dada la incertidumbre en cuanto a la rentabilidad futura de un proyecto, será mucho más complejo diseñar impuestos basados en dicha variable (como el impuesto sobre rentas puras del recurso) que una regalía o un cargo por utilización del suelo o un bono exigido ante nuevos descubrimientos. Asimismo, las regalías fijas, por ejemplo, son relativamente fáciles de administrar y, a su vez, difíciles de ser evadidas por las empresas contribuyentes. Esto se debe no sólo a los menores costos administrativos sino a la reducción de los incentivos de las firmas para invertir recursos tendientes a reducir sus obligaciones fiscales. En los impuestos sobre ingresos o utilidades (incluidas las regalías contingentes), la medición de los costos —especialmente aquellos precios internos aplicados en transacciones entre empresas vinculadas— es mucho más compleja ya que las empresas suelen utilizar conscientemente dichas prácticas para eludir el pago de sus impuestos, siendo a su vez mucho más sofisticados los requerimientos de cumplimiento que enfrentan estas empresas.

Como puede observarse en el diagrama 1 (las flechas indican mayor intensidad de cada criterio), los objetivos/criterios planteados anteriormente pueden ser incompatibles en muchos casos (múltiples *trade-offs*) y requieren establecer cierto balance, especialmente en lo que se refiere a la eficiencia económica, la equidad, la generación de ingresos y la eficiencia administrativa (Guj *et al.*, 2014). Es esperable —aunque todo dependa del instrumento analizado puntualmente— que a mayor neutralidad, flexibilidad, progresividad y estabilidad de los instrumentos fiscales se observe mayor complejidad en el diseño, en la administración y en el cumplimiento de los mismos, a la vez que implica a una mayor transferencia de riesgo implícito al gobierno debido al potencial deterioro en términos de pérdida y retraso en la recaudación de ingresos.

Al diseñar un régimen fiscal que transfiere la mayoría de los riesgos a las empresas, los gobiernos deben compensarlas permitiéndoles capturar una mayor proporción de las ganancias esperadas, lo que significa una reducción de los ingresos fiscales esperados. Pero si la tasa de descuento social del gobierno es elevada (mayor urgencia en recibir ingresos fiscales), se podría favorecer la introducción de regalías y cargos que impactan de manera temprana en la vida de un proyecto, a pesar de los costos que ello implica en términos de eficiencia, flexibilidad, etc. De allí se

deriva la relevancia de encontrar un equilibrio entre los múltiples objetivos que pueden perseguir los distintos instrumentos aplicados en las industrias extractivas¹².

Diagrama 1
Criterios de evaluación de los instrumentos fiscales aplicados en industrias extractivas



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, aunque no debiera constituir un objetivo en sí mismo, el diseño de un régimen fiscal sobre las industrias extractivas suele estar condicionado por la competencia entre países por la atracción de inversiones extranjeras, razón por la cual suele sostenerse que el régimen debe ser competitivo internacionalmente en sus términos fiscales y regulatorios. Esto exige un cabal conocimiento de los mecanismos aplicados por los demás países sobre productos y empresas, muchas veces, idénticos. Aquí sobresale entonces la importancia de establecer mecanismos de coordinación y cooperación regional en la materia para evitar “guerras fiscales” que indefectiblemente terminan perjudicando a los países involucrados.

D. La visión del régimen fiscal como un conjunto de instrumentos interrelacionados

En las industrias extractivas en general, tanto hidrocarburos como minerales, a la hora de seleccionar cuáles impuestos y establecer a qué tasas y sobre qué bases imponibles aplicarlos, es fundamental que los hacedores de política no sólo consideren los distintos objetivos tributarios que pueden perseguirse con ellos, sino que también debentener en cuenta los efectos acumulativos de la coexistencia de varios instrumentos, especialmente de aquellos basados en magnitudes y no en la rentabilidad de estos

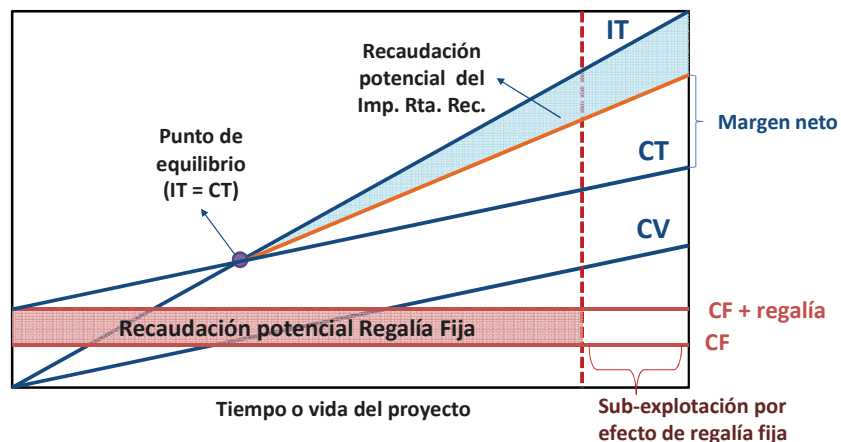
¹² A pesar de exceder los alcances de este trabajo, puede ser útil para el lector interesado revisar el trabajo de Daniel *et al.* (2010), quienes examinan una serie de indicadores destinados a evaluar cuantitativamente y en función de los criterios mencionados, distintas alternativas de regímenes fiscales en industrias extractivas desde la óptica del inversor.

sectores (Otto *et al.*, 2007). Esta consideración deberá reconocer la importancia de cada una de las clases de instrumentos aplicados en función de los objetivos específicos que persigan y las implicancias de sus efectos económicos y fiscales.

Por un lado, en las industrias extractivas suele observarse una tendencia a la superposición de instrumentos que se aplican sobre una misma base imponible. De este modo, el efecto individual de los mismos sobre la recaudación potencial se va acumulando y así se incrementa el margen de apropiación estatal de los gobiernos (“*government take*”).

En el siguiente gráfico se presenta un análisis de la existencia superpuesta de una regalía fija y un impuesto sobre utilidades, específicamente uno del tipo más eficiente que sólo grava la renta del recurso natural una vez cubiertos todos los costos de producción y una retribución acorde por la inversión (“margen neto”). En el eje vertical (izquierda) se mide la cuantía monetaria, tanto de los costos fijos (CF), variables (CV) y totales (CT) como de los ingresos totales (IT), mientras que en el eje horizontal (abajo) se considera el tiempo de vida de un proyecto de explotación de recursos naturales no renovables. Así, se puede observar que las regalías fijas (aquellas que se determinan en función del valor o de la cantidad producida) generan un flujo de recursos fiscales relativamente estable y predecible desde el inicio de un proyecto, el cual representa para la empresa productora una proporción constante de los costos totales de explotación que se adiciona en cada período de tiempo a los costos fijos de producción (CF). Sin embargo, la introducción de este tipo de instrumento afecta la eficiencia económica ya que distorsiona las decisiones de inversión y explotación de los recursos: para mantener el margen de rentabilidad la empresa productora puede verse incentivada a operar selectivamente (en los sectores extractivos esto se conoce como “*high-grading*”) priorizando y acelerando el ritmo de extracción de los recursos de mayor calidad relativa y mayor valor económico, lo que termina conduciendo a una explotación sub-óptima de las reservas.

Gráfico 1
Implicancias de la existencia simultánea de una regalía fija y un impuesto sobre utilidades en las industrias extractivas



Fuente: Adaptación propia sobre la base de Guj *et al.* (2014).

En cambio, como se muestra en el gráfico 1, los impuestos basados en utilidades comienzan a impactar de manera efectiva en un momento posterior en la vida del proyecto (a partir del “punto de equilibrio” donde los ingresos totales —con las deducciones permitidas— alcanzan a cubrir los costos del proyecto), punto a partir del cual la recaudación de ambos tipos de instrumentos comenzaría a superponerse, si bien en la práctica internacional (por ejemplo, Australia o Canadá) se suele

contemplar la posibilidad de tomar como crédito fiscal el pago de regalías en la determinación de los impuestos aplicados en función de las rentas derivadas de la explotación económica del recurso. No obstante, la diferencia fundamental radica en que los instrumentos progresivos tienden a distorsionar menos las decisiones económicas de los inversores privados que las regalías fijas y permiten un período más prolongado de explotación con un ritmo más estable a lo largo del tiempo.

Además del efecto incremental sobre los ingresos fiscales potenciales, la simultaneidad en la aplicación de varios de los instrumentos fiscales mencionados puede contribuir a la reducción de las distorsiones y debilidades que los mismos generan individualmente. Como ya se expresó, en la mayoría de los países con recursos naturales (más típicamente en el sector de minerales que en el de hidrocarburos) el impuesto sobre la renta societaria permite la deducción de los pagos por regalías en el cálculo del ingreso gravable. Por lo tanto, mientras que la aplicación de una regala fija generaría ineficiencias productivas en los años iniciales de un proyecto cuando aún no se generan ingresos efectivos que puedan ser alcanzados por el impuesto sobre la renta, estos efectos se verían reducidos a medida que las deducciones (y el reconocimiento de las pérdidas de períodos iniciales) entraran en efecto.

Las interacciones entre el impuesto sobre la renta corporativa y las regalías también son muy relevantes cuando la potestad sobre los distintos instrumentos corresponde a diferentes niveles de gobierno. En ese sentido, la deducción del valor pagado en concepto de regalías (en varios casos de potestad subnacional) a los efectos de la determinación de la renta gravable de las empresas podría afectar el diseño fiscal específico sobre los sectores extractivos; las jurisdicciones tendrían un incentivo a establecer alícuotas por encima del nivel óptimo en los sistemas de regalías dado que el costo percibido por las empresas sería parcialmente compensado por la reducción implícita en la imposición sobre la renta societaria.

Resulta importante tener en cuenta que, de hecho, esta tendencia hacia sistemas híbridos donde se combinan instrumentos basados en la producción (que aseguran un flujo mínimo de ingresos desde el inicio del proyecto) y alguna variante de impuesto sobre las utilidades (más flexibles y no tan distorsivos en términos de eficiencia) es la que ha predominado en las reformas más recientes de los regímenes fiscales aplicados sobre industrias extractivas, tanto a nivel internacional como en algunos casos destacados a nivel regional que serán desarrollados en párrafos posteriores. En este tipo de esquemas se hace indispensable ponderar el grado de sensibilidad del gravamen fiscal ante las fluctuaciones de los precios y, a través de ellos, del margen operativo, procurando la búsqueda de un equilibrio entre los impuestos progresivos (en función de la rentabilidad) y los instrumentos relativamente fijos basados en la producción (regalías).

Por otra parte, la variedad de instrumentos disponibles resulta, en conjunto, en una tasa impositiva efectiva para cada caso en particular. Y esta alícuota efectiva global es, a su vez, la que determina el nivel de recaudación y el impacto fiscal de los regímenes específicos aplicados a los sectores de exploración y producción de hidrocarburos y minerales. Vale remarcar que esta tasa resulta menor a la suma aritmética de las alícuotas individuales de los tributos aplicados dado que, en muchos casos, algunas obligaciones (como las regalías) son gastos deducibles en la determinación de los impuestos sobre los ingresos/beneficios¹³.

Sin embargo, las alícuotas sólo representan un componente de la carga fiscal que enfrentan finalmente los inversores privados. Igual de importante puede ser la determinación de las bases imponibles sobre las cuales son aplicados los distintos instrumentos de recaudación puesto que, todos los países con dotaciones de recursos no renovables suelen ofrecer distintos beneficios fiscales (adicionales a los que generalmente se contemplan para la totalidad de las empresas) como incentivos para atraer inversiones y adecuar los instrumentos a las características específicas de estos sectores. Su

¹³ Daniel *et al.* (2010) proponen a la tasa impositiva efectiva promedio como un indicador adecuado para medir “apropiación estatal relativa” del flujo neto de fondos, la cual equivale al ratio entre el valor presente neto de los ingresos fiscales esperados en relación con el valor presente del flujo de fondos previo a ser gravado considerando una tasa de descuento dada.

aplicación, por lo tanto, apunta a contemplar —entre otros factores— los prolongados y costosos programas de exploración previos al inicio de la producción, la necesidad de utilizar diversos equipos y bienes intensivos en capital (muchas veces, de procedencia extranjera), y la orientación de la producción hacia los mercados de exportación, con un flujo de ingresos influido fuertemente por la elevada volatilidad de los precios de referencia (ICMM, 2009).

En general, es común que los países ofrezcan beneficios tributarios sobre los gastos y costos de capital asociados a cada proyecto, con la posibilidad de aplicar tasas reducidas en las fases iniciales del mismo. La depreciación acelerada de los equipos¹⁴ así como la posibilidad de diferir pérdidas (“*carry forward*”) —en varios casos por tiempo indefinido— también son prácticas convencionales en estas actividades con el objetivo de que las empresas recuperen de manera rápida los elevados costos hundidos vinculados a las mismas. Algo similar, aunque menos común, ocurre con los créditos fiscales para incentivar la reinversión de las ganancias y las moratorias en el pago de impuestos en los primeros años de exploración.

Asimismo, otro tipo de incentivo —de carácter específico a las industrias extractivas— está dado por las deducciones por agotamiento del recurso (*depletion allowances*), las cuales buscan reflejar la reducción en el valor de las dotaciones de recursos renovables derivadas de su extracción. Su racionalidad económica se basa en la necesidad de ofrecer algún tipo de incentivo para estimular las inversiones en industrias de elevado riesgo que agotan las reservas disponibles de minerales o hidrocarburos, las empresas deben realizar mayores actividades de exploración para encontrar nuevos yacimientos. Las deducciones mencionadas, entonces, actúan como un subsidio a dicha exploración adicional.

Si bien no existe un modelo o alternativa única en este ámbito, distintos tratamientos especiales para las industrias extractivas de hidrocarburos y minerales suelen aparecer con cierta regularidad —aún con variantes— en todos los países productores de este tipo de recursos. En consecuencia, en la gran mayoría de ellos estas concesiones tributarias aumentan notablemente la complejidad administrativa y, mucho peor, implican una reducción de la imposición efectiva sobre las empresas dedicadas a estas actividades, algo que generalmente resulta simple de cuantificar —aún menos conocer su composición— dada la precaria información que es exigida a las mismas por parte de las autoridades de fiscalización.

Un extenso estudio sobre la actividad minera en Colombia (Garay Salamanca *et al.*, 2013) da cuenta e ilustra estas implicancias, a partir de información procesada por la Dirección de Impuestos y Aduanas Internas (DIAN). En primer lugar, los autores comprobaron una amplia brecha entre las tasas nominales del impuesto sobre la renta y las que resultaron efectivamente del cálculo del mismo (ingresos gravables después de todas las deducciones y descuentos) durante el período 2007-2010. En consecuencia, la existencia de estos beneficios fiscales genera un gasto tributario dado por la magnitud de los ingresos que el Estado deja de recaudar por apartarse del tratamiento general establecido en la legislación tributaria. En el caso colombiano, para el período 2005-2010, esta recaudación resignada representó más del 100% de los ingresos efectivos en concepto de impuesto sobre la renta de las empresas del sector de hidrocarburos, y más del 200% en el sector minero (carbón, níquel y oro)¹⁵, aunque esos valores relativos descendieron hasta 57% y 82% respectivamente para el período fiscal

¹⁴ Según Tordo (2007), los métodos comúnmente utilizados en estas industrias son: (a) “línea recta” (deducciones anuales iguales); (b) saldo decreciente (amortización lineal calculada por el valor restante del activo en cada año); (c) doble saldo decreciente (duplica el valor del método anterior para cada año); (d) la suma de los dígitos del año (basado en una escala invertida que es la relación entre el número de dígitos en un año dado dividido por el total de todos los dígitos del año); y (e) unidad de producción (el costo de capital del equipo, una vez deducida la depreciación acumulada y del valor de rescate, se multiplica por el cociente entre la producción total de un año y las reservas recuperables restante al inicio del año fiscal).

¹⁵ Sin embargo, existen marcadas diferencias entre los diversos minerales, siendo estas concesiones tributarias extraordinariamente más elevadas -en términos relativos- en la explotación del níquel que en la del carbón y los metales preciosos (Garay Salamanca *et al.*, 2013).

2011. Además la magnitud de este sacrificio fiscal representó un promedio de 118% del valor pagado en concepto de regalías en el sector de hidrocarburos para el período 2004-2011, mientras que dicha relación fue del 132% para el conjunto de la minería.

En general, dado que el impuesto sobre la renta corporativa es el instrumento más ampliamente utilizado en estos sectores (incluso con mayor presencia que las regalías), los aspectos de administración tributaria del tributo y transparencia de la información de las empresas privadas adquieren mucha relevancia en los países productores de hidrocarburos y minerales. Las empresas que operan en estos sectores suelen ser grandes multinacionales con capacidad para desenvolverse no sólo en amplias regiones de un mismo país sino también con alcance global en varios países en simultáneo.

Como señala un informe del Fondo Monetario Internacional (FMI, 2012), no existe una razón sólida para asumir que la administración de los regímenes fiscales aplicados sobre las industrias extractivas, en manera eficiente y transparente, sea más compleja que la que se desarrolla en otros sectores. Incluso puede ser más simple (por ejemplo, que el control del sector financiero o de telecomunicaciones) si se considera que involucran magnitudes físicas de producción, que se corresponden con precios internacionales y gran parte de la recaudación se obtiene de unos pocos grandes contribuyentes que prefieren la estabilidad de los gobiernos. Sin embargo, la mayoría de los países ricos en hidrocarburos y minerales fallan en este cometido al enfrentar una serie de desafíos inherentes a las industrias extractivas con regímenes fiscales usualmente complejos, poco claros y abiertos al abuso por parte de las empresas.

Al interior de los países, una herramienta específica de la industria petrolera (menos común pero perfectamente aplicable en la minería) consiste en lo que se denomina “barreras de protección contable” (*ring-fencing*), las cuales se refieren a mecanismos de delimitación de las entidades sujetas a impuestos. Mientras que el impuesto sobre la renta societaria se aplica normalmente a nivel de empresa, en el sector petrolero el responsable tributario es a menudo reducido al área del contrato o de cada proyecto individual. Mediante este mecanismo, los ingresos derivados de una determinada zona geográfica o proyecto en particular no pueden ser compensados contra las pérdidas de la misma empresa contabilizadas en otra área o proyecto distinto. Otra posibilidad es aplicar esta norma a fin de separar las operaciones de *upstream* y *downstream* de una misma compañía. Además, el “*ring-fencing*” puede extenderse a otros instrumentos adicionales en el impuesto sobre los ingresos, especialmente los impuestos sobre la “renta económica del recurso” donde resulta crucial medir con cierta precisión los retornos específicos por proyecto para empresas con emprendimientos diferentes.

A su vez, el alcance global de las empresas internacionales que operan en los sectores extractivos exige un cuidadoso tratamiento de la interacción de las rentas generadas entre el país donde operan las mismas y aquel de residencia legal en el extranjero, lo cual varía entre las jurisdicciones y también de acuerdo a los tratados de doble imposición. Estas variaciones inciden sobre los costos de financiación y los niveles de retención y otros impuestos sobre las remesas pagadas, así como sobre el grado en que los mismos pueden ser recuperados contra otras cargas fiscales en otros países.

Es por ello que, en estos sectores, los aspectos más relevantes en materia de tributación internacional adquieren una relevancia notable. Un caso representativo es el de los precios de transferencia entre empresas vinculadas, que pueden dar lugar a estrategias de manipulación de utilidades hacia jurisdicciones/países con menor carga relativa efectiva (generalmente observables a través de precios implícitos derivados de las exportaciones registradas muy por debajo de los precios internacionales vigentes). Aunque escapan a los alcances de este trabajo, también pueden mencionarse otros desafíos usuales en términos de administración tributaria para las empresas mineras y petroleras, como los criterios de valuación contable de los recursos naturales, las reglas aplicadas para el tratamiento a los gastos de capital y el pago de intereses utilizando las normas para evitar la deducción excesiva de los mismos, concepto conocido como de “capitalización débil”, el tratamiento de instrumentos financieros híbridos y otros mecanismos para reducir el pago de impuestos en el país de producción.

Esta serie de cuestiones, que se relacionan con la amplia diversidad de instrumentos disponibles para gravar a los sectores de recursos naturales no renovables, ha puesto en evidencia la mayor complejidad de los regímenes fiscales actuales y la necesidad de prestar una mayor atención al seguimiento de los costos, precios, operaciones financieras y a la transparencia en general.

En este sentido, una importante innovación en años recientes ha sido el desarrollo de normas internacionales sobre la explotación de recursos no renovables. Si bien existen varias en la actualidad (Corbacho *et al.*, 2013), la *Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI*, por sus siglas en inglés) probablemente sea la más destacada en este sector, al proporcionar un marco para que los gobiernos, el sector privado y otros interesados puedan obtener información y participar en decisiones relativas a la extracción de los recursos naturales. La *EITI* publica los pagos recibidos por gobiernos y los realizados por las industrias extractivas (minería, petróleo y gas) en los países miembros que voluntariamente se han adherido a esta organización. A diciembre de 2014, son 31 países miembros —entre lo que se encuentran Perú (desde febrero de 2012) y Guatemala (desde marzo de 2014)—, y 17 países candidatos a cumplir con dichos estándares de transparencia, donde se incluyen los casos de Honduras (mayo 2013) y Colombia (agosto 2014).

En definitiva, los elementos específicos que componen un régimen fiscal especialmente diseñado para las industrias extractivas son muy variados y suelen tener raíces políticas y económicas propias de cada caso en particular. Como se viene sugiriendo, cada régimen es producto de balancear la necesidad de mantener parámetros competitivos a nivel internacional con las políticas del gobierno que reflejan las prioridades específicas de un determinado país. Sin embargo, es indispensable tener una visión global del conjunto de mecanismos utilizados por el Estado para apropiarse de una parte razonable de las rentas económicas generadas en estos sectores. En este sentido, la interrelación de los instrumentos y sus efectos complementarios (a veces, opuestos) deben ser considerados con especial atención sobre los objetivos múltiples que el gobierno puede priorizar en distintos momentos y en función de sus posibilidades y necesidades concretas.

II. El manejo fiscal de los recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe

A. Experiencias y reformas recientes en la región

El período que se inició en 2003 y se prolongó hasta mediados del año 2008 estuvo caracterizado por un aumento sostenido en el precio internacional de los principales productos primarios, particularmente los hidrocarburos y minerales. El auge de la demanda internacional —liderada por China— favoreció un crecimiento significativo en el valor de las exportaciones de varios países de América Latina y el Caribe, contribuyendo a mejorar el desempeño macroeconómico y la posición fiscal de estas economías. Si bien este ciclo de bonanza se vio drásticamente interrumpido por la crisis financiera mundial, a lo largo de los años previos los países de la región lograron incrementar y acumular los ingresos fiscales provenientes de las industrias extractivas y agroexportadoras. Esto les permitió implementar políticas anticíclicas que amenguaron considerablemente los efectos negativos de la mencionada debacle económica.

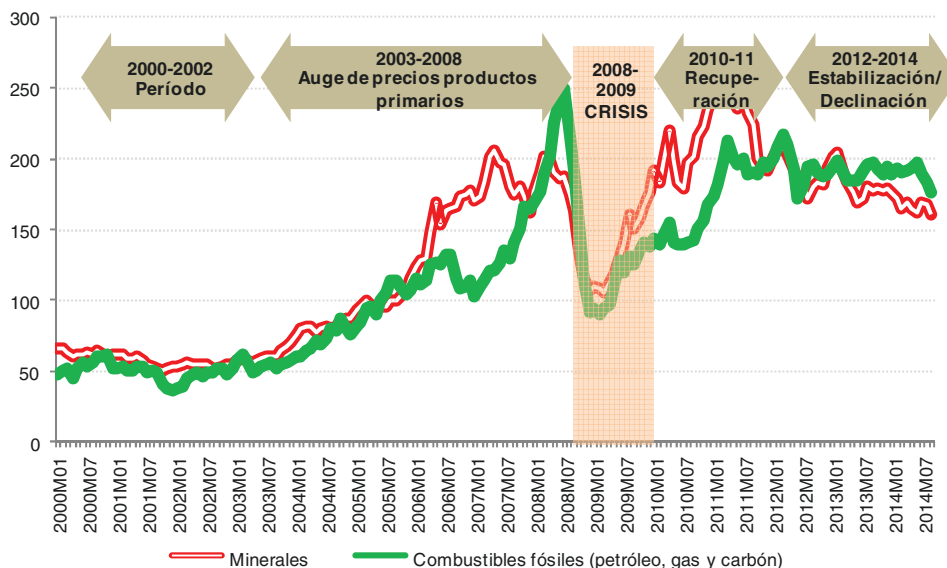
En los años posteriores a la crisis los precios de estos productos exhibieron una notable recuperación que se prolongó durante 2011 y parte del 2012. Sin embargo, la desaceleración que ha experimentado a partir del año 2013 la economía mundial ha propiciado una corrección del nivel de precios y una moderación (y una paulatina reversión) de la tendencia alcista que prevaleció durante la última década.

En la actualidad los precios de los hidrocarburos y minerales todavía se encuentran en niveles elevados en comparación con los registrados en los años previos al ciclo de precios iniciado en 2003 (véase el gráfico 2). No obstante, los análisis sectoriales (World Bank, 2014) muestran que los minerales han venido sufriendo una lenta pero sostenida baja en los precios de referencia. Por su parte, los combustibles fósiles, que con posterioridad a la crisis de 2008-2009 habían estabilizado sus precios en una relación cercana al doble de los valores registrados en 2005, mostraron una caída acelerada en la segunda mitad del corriente año (FMI, 2014).

En particular, se destaca el fuerte retroceso en el precio internacional del barril de petróleo crudo, de un 48% aproximadamente entre junio y diciembre de este año (véase el gráfico 3), lo cual constituye una tendencia que, de no ocurrir acontecimientos actualmente no previstos, podría consolidarse —a precios por debajo de los observados en años anteriores— o incluso profundizarse debido a efectos estacionales y por descalces entre una oferta creciente (Estados Unidos y la OPEP) y una demanda de lento crecimiento (China y Europa). De acuerdo a las estimaciones oficiales así como a las elaboradas por la CEPAL, esto significaría una inexorable caída de los ingresos fiscales

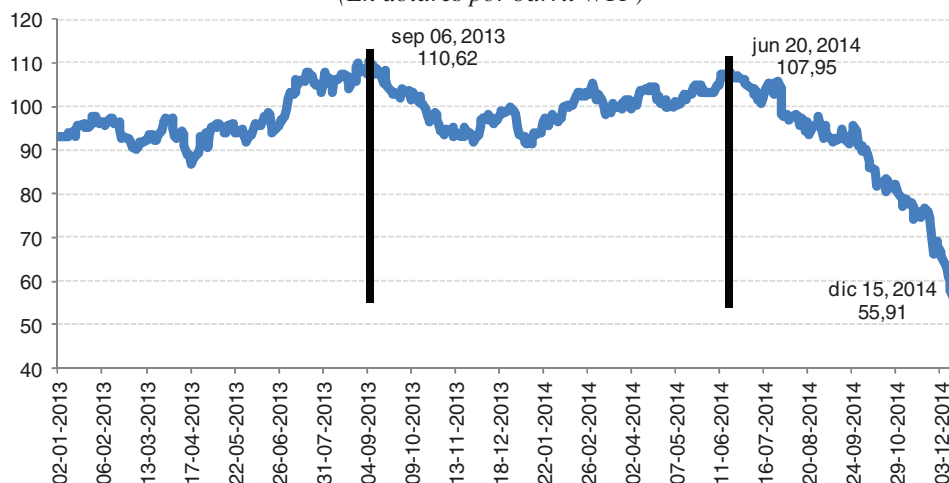
provenientes de la explotación de hidrocarburos en los países productores de la región, especialmente en aquellos casos donde además se advierte un crecimiento lento, o incluso una reducción, de la producción como en México o la República Bolivariana de Venezuela.

Gráfico 2
Índice de precios de productos primarios no renovables, período 2000-2014 (septiembre)
(Índice promedio base año 2005=100)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de índices de precios elaborados por el Fondo Monetario Internacional. El índice de precios de combustibles fósiles representa el promedio simple de precios spot reconocidos internacionalmente para el petróleo crudo (Brent, WTI y Dubai), el gas natural (Alemania, Estados Unidos y Japón) y el carbón (Australia). El índice de precios de minerales es el promedio simple de un conjunto representativo de índices de precios internacionales (cobre, aluminio, hierro, estaño, níquel, zinc, plomo y uranio).

Gráfico 3
Evolución del precio internacional del petróleo crudo, período 2013-2014
(En dólares por barril WTI^a)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de precios recopilados por la U.S. Energy Information Administration (EIA).

^a West Texas Intermediate (Estados Unidos)

En los países de América Latina y el Caribe que poseen importantes dotaciones de recursos naturales no renovables la forma más directa en la que los gobiernos se apropian de los ingresos por la exportación de productos básicos y los transforman en recursos fiscales ha sido, históricamente, mediante su participación en la explotación, ya sea a través de empresas públicas o teniendo participación accionaria (Jiménez y Tromben, 2006). Dichas empresas suelen estar sometidas a un régimen tributario especial, el cual puede consistir en pagos de alquileres o cánones, en impuestos adicionales para las empresas públicas o en impuestos especiales sobre la producción de petróleo.

Sin embargo, ante la magnitud y la persistencia del ciclo alcista de precios que se inició en 2003, los países productores/exportadores de la región encontraron argumentos suficientes para introducir reformas significativas en los regímenes fiscales aplicados sobre la producción de hidrocarburos y minerales, con el principal objetivo de incrementar y garantizar una apropiada captación de ingresos por parte del Estado.

Como se destaca en CEPAL (2013a), entre 2005 y 2012 las reformas legales más importantes dirigidas a asegurar el control público de los recursos naturales no renovables se enfocaron en el sector de hidrocarburos. Estas medidas incluyeron la nacionalización de dicho sector a través de empresas mixtas en la República Bolivariana de Venezuela (entre 2005 y 2007), la nacionalización de hidrocarburos y la re-estatización de la mina de estaño Huanuni en el Estado Plurinacional de Bolivia (2006), la renegociación de contratos petroleros en el Ecuador (2010) —donde se cambiaron contratos de producción compartida por contratos de servicios donde el Estado es propietario de todo el petróleo crudo extraído con la estipulación de que el gobierno capturaría el 100% de los eventuales incrementos del precio del petróleo—, la expropiación del 51% de las acciones de YPF en la Argentina (2012) y la nacionalización de la mina de Colquirí, en Oruro, Estado Plurinacional de Bolivia (2012).

Adicionalmente, los gobiernos han venido reforzando otros mecanismos de apropiación estatal como las regalías, habitualmente basadas en la producción, e impuestos específicos. Esto ha sido especialmente importante en el sector de la minería, donde la captación de recursos por la vía de la participación estatal en empresas ha sido de menor importancia relativa. Las regalías y los impuestos han permitido asegurar un pago mínimo por los recursos a los gobiernos, tanto nacionales como subnacionales, como ocurre en un número creciente de países donde se han introducido reformas en los sistemas de regalías, incluidos el Estado Plurinacional de Bolivia (2005), Ecuador (2010), Colombia (2011) y Perú (2011). En Ecuador, adicionalmente, la reforma a la Ley de Hidrocarburos estableció el “margen de soberanía” destinado a garantizar un ingreso mínimo al Estado ante posibles disminuciones de precios por un monto del 25% del valor bruto de producción.

En algunos de los casos mencionados, no sólo se han modificado los niveles de imposición sino que se establecieron escalas de alícuotas variables en función de criterios de fácil verificación, como el nivel de producción, la ubicación y profundidad de los pozos, el tipo de recurso extraído u otra variable que esté relacionada con la estructura de costos. Por ejemplo en Perú, a partir de la modificación de la Ley de Regalías Mineras en septiembre de 2011, este instrumento ya no tiene como base las ventas (vigente desde 2004) sino la utilidad operativa, sobre la cual se aplica una escala de alícuotas marginales progresivas —que van del 1% al 7,14% (con una tasa efectiva máxima del 12%)— en función del margen operativo de la empresa.

En la mayoría de los casos también se ha aplicado el tradicional impuesto a la renta con tasas diferenciales junto con otros gravámenes especiales, a menudo con tasas progresivas, sobre las empresas públicas o privadas dedicadas a la explotación de recursos no renovables. Durante el período 2005-2012, esto se ha reforzado mediante la introducción de nuevos instrumentos de recaudación.

Argentina re-introdujo los derechos de exportación a partir de 2002 los que también alcanzaron a los hidrocarburos, los cuales se gravaron inicialmente a una tasa fija del 20%. En 2004 se incrementó dicha alícuota al 25% y se agregó una tasa adicional progresiva en función de un precio internacional de referencia. A partir de noviembre de 2007 se modificó la metodología de cálculo de este instrumento contemplándose alícuotas variables y progresivas con relación a un precio de referencia del petróleo crudo con una tasa nominal mínima del 45%; cuando el precio internacional del petróleo resultara superior o igual al valor de referencia (US\$ 60,9 por barril), la alícuota sería

móvil, de manera que cualquiera fuera la cotización internacional del petróleo, el productor recibiría un determinado monto o “valor de corte” (US\$ 42) por cada barril exportado. En enero de 2013, con el objetivo de mejorar el precio final del crudo exportable y garantizar la obtención de similares niveles de rentabilidad por parte de los productores en el mercado doméstico e internacional, el gobierno modificó tanto el precio de referencia (US\$ 80) como el valor de corte (US\$ 70) por cada barril exportado (de acuerdo a la forma de cálculo¹⁶, a dicho precio la tasa efectiva resultaría aproximadamente del 14,3%)¹⁷. Si bien no es una práctica generalizada tanto a nivel regional como internacional, se ha destacado el caso de Rusia, también con tasas crecientes del 35% al 65% en función del precio de referencia (se aplica sobre el exceso o diferencia respecto del precio vigente).

Bolivia (Estado Plurinacional de), mediante la Ley de Hidrocarburos N° 3058, introdujo desde el año 2005 un cambio fundamental en las finanzas públicas de dicho país al establecer la obligación de pago del 32% por concepto del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) que, sumado al porcentaje del 18% por Regalías y Participaciones al Tesoro (TGE), llevó a 50% la participación directa del Estado. Adicionalmente, a partir de 2008 se estableció un impuesto adicional del 12,5% al Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) específicamente para sector minero, ascendiendo su alícuota total a 37,5% aunque sólo en períodos de altas cotizaciones internacionales. Hasta ese momento, el IUE podía ser acreditado contra el pago de la regalía minera, con lo que el productor minero pagaba sólo uno de los dos impuestos (el que resultaba mayor), situación que con la reforma se restringió sólo a períodos de precios bajos.

Chile introdujo, a partir de 2006, el Impuesto Específico a la Actividad Minera (IEAM) con el objetivo de fortalecer la tributación sobre la minería (complementando al impuesto societario y al adicional sobre remesas de utilidades al exterior) al tiempo de no desalentar la inversión privada. En su versión original, este instrumento se aplicó sobre el concepto de “Renta Imponible Operacional Minera (RIOM)”, equivalente a los ingresos de la actividad minera menos sus costos de producción, la depreciación financiera del equipo de capital y los intereses. Para todo productor con ventas anuales superiores al valor equivalente a 12.000 toneladas de cobre fino, se estableció una escala de alícuotas variables en función del nivel de producción con un máximo del 5% (aplicable a las principales empresas mineras privadas). En octubre de 2010, dentro del plan de financiamiento del terremoto de febrero de ese año, se reformó este impuesto acordándose una nueva escala de alícuotas que van del 5% al 14% en función del “margen operacional minero (MOM)”, el cual representa la participación del RIOM en las ventas de cada empresa. Esta nueva escala rige para los nuevos contratos mineros con el Estado y se extenderá a todos los proyectos a partir de 2018.

Venezuela (República Bolivariana de) aumentó las tasas del impuesto sobre la renta del petróleo (50%) a partir de 2006 y se crearon tres nuevos impuestos: a) el impuesto a la extracción de crudo, con una tasa del 33,33% del valor de producción en boca de pozo, sujeta a deducción con el pago de regalías; b) el impuesto al registro de exportación, que grava las operaciones de comercialización de hidrocarburos al exterior con tasa del 0,1% sobre el valor de venta; c) la contribución especial sobre precios extraordinarios y exorbitantes del mercado internacional. Este último impuesto, aplicable sobre las exportaciones de petróleo crudo, fue creado en 2008, reformado en 2011 y actualizado en 2013. Actualmente implica el pago de un monto en dólares por barril cuando el precio internacional se ubica por encima del establecido en la Ley de Presupuesto del respectivo ejercicio fiscal: hasta valores de US\$80 del barril (precio límite de referencia para “precios extraordinarios”), la alícuota es del 20% sobre la diferencia entre ambos precios; cuando se supere

¹⁶ Si el precio internacional iguala o supera al valor de referencia, la alícuota del derecho de exportación se calcula de la siguiente manera: $D = (PI - VC) / VC \times 100$; donde D es el de recho de exportación, PI es el precio internacional, y VC es el valor de corte.

¹⁷ En octubre del corriente año -mediante la Resolución 803/2014- y en respuesta a la tendencia descendente del precio internacional del petróleo crudo, se eliminó la alícuota mínima del 45% y se complementó este mecanismo con una escala de alícuotas decrecientes para cuando el precio internacional se ubicara por debajo del precio de referencia. Así, cuando el primero sea menor a US\$ 80 dólares por barril, la alícuota aplicable será del 13%; cuando fuera menor a US\$ 75 por barril, el derecho de exportación será del 11,5%; y cuando esté por debajo de US\$ 70 por barril, la retención se fija en el 10%.

dicho umbral (“precios exorbitantes”), se aplicarán alícuotas escalonadas —en función de un precio promedio de las cotizaciones internacionales de hidrocarburos líquidos— que van del 80% al 95% sobre el diferencial de precios mencionado.

Perú, a finales de 2011, introdujo dos nuevos instrumentos: el Impuesto Especial a la Minería (IEM) y el Gravamen Especial a la Minería (GEM), siendo el pago de los mismos deducible como gasto para efectos del cálculo del impuesto a la renta. Si bien la tasa aplicable en ambos casos se establece según una escala progresiva de acuerdo al margen operativo (ingresos por ventas luego de deducir el costo de ventas y los gastos operativos, incluidos los gastos de venta y los administrativos), el IEM se aplica exclusivamente sobre empresas mineras que no gozan de convenios de estabilidad tributaria con tasas marginales que van del 2,00% a 5,36% (resultando en tasas efectivas de hasta de 8,40%). En cambio, el GEM grava específicamente a la actividad minera suscrita a través de convenios con el Estado en proyectos con contratos de garantías y medidas de promoción a la inversión de conformidad con la Ley General de Minería, previendo tasas que van del 4,00% al 8,79% (la tasa efectiva máxima es de 13,12%). La diferencia en las tasas aplicables bajo el impuesto especial y el gravamen especial tienen por objeto hacer que la carga tributaria sea relativamente equivalente para todas las empresas mineras.

En el cuadro 2 se resumen los principales instrumentos fiscales que los países de la región sobre las industrias extractivas de hidrocarburos y minerales.

Un obstáculo recurrente que ha encontrado la implementación efectiva de estos instrumentos se relaciona con la preexistencia de contratos o cláusulas de estabilidad tributaria que varios países de la región concedieron mayormente en décadas pasadas como método de atracción de inversiones extranjeras, incluyendo condiciones de explotación excesivamente laxas en algunos casos.

Por ejemplo, la evolución del Impuesto Específico a la Actividad Minera (IEAM) en Chile se vio fuertemente influenciada por el hecho de que varias empresas mineras extranjeras se encontraban amparadas por las cláusulas de invariabilidad tributaria otorgadas con antelación a su entrada en vigencia (DL-600)¹⁸. En 2005, para incentivar el pago del IEAM se ofreció a dichas empresas una tasa reducida del 4% (a condición de que renunciaran a la invariabilidad firmada) y un nuevo período de invariabilidad tributaria por 12 años (hasta el 2017). Con la reforma del año 2010 se complicó aún más este panorama, lo que llevó al gobierno a solicitar, a las grandes empresas mineras, un traspaso voluntario al nuevo régimen tributario, con seis años adicionales de invariabilidad (2018 a 2023).

La complejidad que ha agregado la existencia de las cláusulas de invariabilidad tributaria en el diseño del régimen fiscal minero en Chile habilita, en teoría, la posibilidad de encontrar actualmente cuatro tipos de contribuyentes respecto del IEAM: (a) aquellos que no están afectos a él porque estando protegidos por la invariabilidad tributaria del DL-600 no consintieron en su aplicación el año 2005 (los plazos pueden llegar a los 20 años); (b) contribuyentes que consintieron someterse al tributo en 2005, o que obtuvieron la invariabilidad entre 2005 y 2010, y no la renunciaron el año 2010, por lo que siguen afectos al IEAM según las normas aprobadas en 2005; (c) contribuyentes que sí renunciaron a sus invariabilidades en 2010 por lo que tienen derecho a tasas transitorias más bajas (máxima 4%) aunque con las reglas de cálculo de base imponible y progresión de la ley aprobada en ese mismo año; y (d) contribuyentes que se les aplica el IEAM según el texto actual de la ley aprobado en 2010.

¹⁸ El Decreto Ley 600 (DL-600), conocido como “Estatuto de Inversión Extranjera” e introducido en el año 1974 como mecanismo de captación de capitales extranjeros hacia Chile, asegura una serie de derechos legales y contempla una serie de beneficios fiscales para el inversor que suscriba un contrato con el Estado. Entre estos últimos se incluye la posibilidad de acceder a un régimen especial de invariabilidad tributaria, en cuyo caso la tasa del impuesto adicional a la remesa de utilidades será de 42% y se mantendrá invariable por 10 años (aunque se han contemplado, en algunos casos, períodos mayores de hasta 20 años). También se ofrece esta posibilidad para los impuestos internos (incluso el IVA) y el régimen arancelario aplicables a la importación de máquinas y equipos, así como se establece un régimen de invariabilidad del IEAM para los proyectos mineros que tengan un valor no inferior a US\$50 millones.

Cuadro 2
América Latina y el Caribe (países seleccionados): regímenes fiscales
sobre industrias extractivas (hidrocarburos y minerales)

País y producto	Regalías (alcuotas)	Impuesto sobre la renta (alcuota general)	Otros impuestos sobre los ingresos (alcuotas)	Otros gravámenes	Participación pública
Argentina (petróleo y minería)	12-15%, 5% para yacimientos marginales (petróleo); 0-3% (minería)	Impuesto a las ganancias: 35%		Derechos de exportación: alcuotas variables y progresivas según precio internacional (petróleo), 100% (gas natural y otros), 5-10% (minería); Canon o derecho de exploración	YPF (hidrocarburos)
Bolivia (Estado Plurinacional de) (hidrocarburos)	Regalías departamentales: 11% Regalías nacionales compensatorias: 1% Regalías nacionales (Tesoro Nacional): 6%	Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE): 25%	Impuesto a las utilidades - beneficiarios del exterior: 12,5%	Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH): 32%; Patentes	YPFB (hidrocarburos) COMIBOL (minería)
Brasil (hidrocarburos y minería)	10% del valor de producción (puede reducirse hasta 5%, dependiendo del riesgo geológico y otros factores); 0,2%-3,0% del valor de venta menos deducciones	EL ISR es del 15%, más un recargo del 10% si los beneficios son superiores a R\$ 240.000 por año	Participaciones especiales: 10-40%; Impuesto a las utilidades - beneficiarios del exterior: 15% (o 25% para pagos a paraísos fiscales)	Contribución social sobre el beneficio neto (CSLL): 9%; CIDE: 10%. Bonos de signature y Tasa de ocupación de área (petróleo); Tasa anual por hectárea (TAH) en minería.	PETROBRAS (hidrocarburos)
Chile (minería)		Impuesto sobre los ingresos de primera categoría gradual en la última reforma tributaria, que llevará la tasa al 25% en 2018)	Impuesto sobre remesas de utilidades (35%) y sobre remesas de intereses (4%); 20% (incremento para empresas públicas: impuesto especial del 40% sobre las utilidades)	Impuesto Específico a la Actividad Minera: tasas progresivas entre 5% y 14% de la renta operacional (tasas de 0,5% a 4,5% para proyectos pequeños); Impuesto a las Fuerzas Armadas (Ley Reservada): 10% sobre retorno en moneda extranjera por las exportaciones de cobre de CODELCO	CODELCO (cobre)
Colombia (hidrocarburos y minería)	8-25% (petróleo) 1-12% (minería)	Impuesto a las sociedades: 25%	Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE): 9% para 2013-2015 y luego 8%	Derechos económicos de la ANH, derechos por precios altos (30%-50%) y derechos por uso del subsuelo	ECOPETROL (hidrocarburos)
Ecuador (petróleo y minería)	12,5-18,5% (de la producción bruta de petróleo crudo); 5-8% (hasta 4% empresas medianas y 3% pequeñas)	Impuesto sobre la renta: 23%	Margen de soberanía: 25% de ingresos brutos del área del contrato (ante baja del precio internacional); Impuesto sobre ingresos extraordinarios: 70%	Participación laboral: el Estado recibe 12% de las utilidades (destinado a los gobiernos autónomos descentralizados).	PETROECUADOR (hidrocarburos)
México (petróleo y minería)		Impuesto sobre la renta (compañías subsidiarias a PEMEX y empresas mineras): 30%	Impuesto a los rendimientos petroleros (PEMEX*): 30%; Derechos sobre la minería (7,5% y 0,5% sobre ingresos brutos, ver texto)	Derechos sobre hidrocarburos: ordinario (71,5%), fondo de estabilización (1% o 10% según diferencial con precio de referencia), extraordinario (13,1%), único (37-57% precio de exportación), investigación científica y tecnológica (0,65%) y de fiscalización petrolera (0,003%); Derechos mineros: Especial (7,5% sobre la utilidad), Extraordinario (0,5% ingresos por ventas de oro, plata y platino), Adicional por concesiones no explotadas.	PEMEX (hidrocarburos)
Perú (petróleo y minería)	5-25% valor de producción en boca de pozo (petróleo); 1-12% sobre utilidad operativa (minería)	Impuesto sobre la renta: 30%	Dividendos y distribución de utilidades: 4,1%	Impuesto especial minero (IEM): 2-8,4% y Gravamen especial a la minería (GEM): 4-13,12% (sobre utilidad operativa); Derechos de vigencia de minas (USD 3 por hectárea)	PETROPERÚ (hidrocarburos)
Trinidad y Tabago (hidrocarburos)	10% sobre ventas "onshore" y 12,5% sobre ventas "offshore" (entre 0% y 15% para el gas natural)	Impuesto sobre las utilidades: 50% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo	Impuesto suplementario sobre ventas de petróleo crudo con tasa variable según el precio del petróleo, desde 0% a 38% (terrestre) o 45% (marina); Impuesto para el fondo verde: 0,1% de ingresos brutos	Impuesto adicional sobre la producción de petróleo (4% sobre ingresos brutos) Impuesto de desempleo: 5% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo	PETROTRIN (hidrocarburos)
Venezuela (República Bolivariana de) (hidrocarburos)	30% del valor extraído (20% para el gas natural)	Impuesto sobre la Renta Petrolera (ISLR): 50%		Impuesto sobre precios extraordinarios (20% u 80-95%, ver texto); Impuesto a la Extracción (33,33% valor de producción) e Impuesto de Registro de Exportación (0,1% valor de venta)	PDVSA (hidrocarburos)

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Brosio y Jiménez (2012), actualizado con diversas fuentes oficiales.

* Aplica a todos los organismos, excepto a Pemex Exploración y Producción.

La reciente derogación del DL-600, a través de la reforma tributaria aprobada en este país en septiembre del corriente año, plantea un nuevo escenario para la minería, dada la importante participación de las multinacionales en el sector, cuyas implicancias se irán manifestando en los años venideros.

En Perú, las mencionadas reformas recientes en el sector minero también debieron adaptarse a la preexistencia de convenios de estabilidad tributaria en virtud de que los mismos dan origen a tratamientos discriminatorios en relación con las nuevas inversiones. En dicho país las empresas mineras pueden tener firmados convenios de estabilidad jurídica (aplicables de manera general a todos los inversionistas privados, incluyendo a los mineros) y/o contratos de estabilidad tributaria al amparo de la Ley General de Minería, que es específico para el sector¹⁹. La vigencia de estos últimos, al momento de introducir los cambios tendientes al fortalecimiento de la tributación sobre el sector, obligó a crear el Gravamen Especial a la Minería (GEM), específicamente dirigido a las empresas protegidas por contratos de estabilidad. En esencia, este instrumento tiene el mismo diseño que el Impuesto Especial a la Minería (IEM) —ambos se aplican sobre el margen operativo— aunque difieren en sus alícuotas para equiparar la carga efectiva con aquellas empresas que se rigen por el régimen general de tributación. Además, el GEM no es estrictamente un impuesto (de hecho, es un pago voluntario que sólo se vuelve exigible en caso de dichas empresas firmen un convenio marco con el Estado) ya que esto violaría los derechos concedidos a través de estos contratos.

Por otra parte, dada la elevada volatilidad de los precios internacionales de los recursos no renovables, varios países también han considerado la aplicación de impuestos, derechos, participaciones o contribuciones vinculadas a precios o utilidades extraordinarias, como ha sucedido en el Estado Plurinacional de Bolivia²⁰, Brasil, Colombia, Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela. Aunque la heterogeneidad es muy amplia en esta materia, todos los países que introdujeron este tipo de instrumentos fiscales —principalmente en el sector de hidrocarburos— lo han hecho a lo largo del período de auge de precios (2003-2008) en clara respuesta al formidable incremento en la renta económica asociada a los sectores de hidrocarburos y minerales en los países de la región²¹.

Como ya se mencionó, estos instrumentos suelen tener un efecto contingente (sólo impactan en el productor cuando se alcanza cierto nivel de precios establecido como umbral) y su utilización apunta a dotar de mayor flexibilidad a los regímenes fiscales y asegurar una mayor participación estatal en las rentas generadas en las industrias extractivas, especialmente en períodos en los que su magnitud se considera temporalmente extraordinaria. Por tal razón, generalmente se aplican alícuotas muy elevadas (entre el 50% y 80% de la diferencia entre el precio internacional vigente y algún valor *ad hoc* de referencia) y, aunque los criterios para definir los umbrales son bastante arbitrarios, suelen guardar cierta relación con los promedios históricos de los precios internacionales de los productos gravados²².

De hecho, resulta innegable que detrás de todas las reformas mencionadas subyace el objetivo fundamental de obtener recursos fiscales adicionales a partir de las respectivas industrias extractivas. No obstante, la adecuación de los instrumentos fiscales tradicionales durante la pasada década

¹⁹ Los convenios de estabilidad jurídica otorgan la garantía de invariabilidad de las normas legales por más de diez años contados desde su suscripción, incluyendo la estabilidad del impuesto sobre la renta societaria (ISR) y la libre remesa de utilidades, extendiéndose a otros tributos en el caso de empresas peruanas receptoras de inversión. Por su parte, los contratos de estabilidad al amparo de la Ley General de Minería garantizan la estabilidad tributaria, del ISR corporativo, con una sobretasa de 3,5% por sobre el 30% de ISR, de los regímenes de exportación, de los impuestos al consumo, de los regímenes especiales de devolución de impuestos y de las exoneraciones (más la depreciación acelerada del activo fijo para contratos prolongados).

²⁰ El impuesto adicional del 25% sobre las utilidades extraordinarias fue derogado con la Ley de Hidrocarburos N° 3058 (2005) y sustituido por la participación de YPF en los nuevos contratos de operación.

²¹ De acuerdo a CEPAL (2014), la renta económica del sector minero se triplicó en América Latina y el Caribe como porcentaje del PIB durante el período de aumento de precios de 2004 a 2009 con relación al período 2000-2003 (pasando de 0,6% al 1,98% del PIB regional), mientras que en el sector de hidrocarburos también se registró un incremento en la mayor parte de la región gracias a los altos precios internacionales, aunque más moderado en algunos países (Argentina, México, Venezuela) debido al descenso de la producción en los principales campos petrolíferos.

²² Un antecedente conocido de estos instrumentos es el impuesto sobre ingresos extraordinarios del petróleo crudo aplicado en Estados Unidos entre 1980 y 1988, cuyas características e implicancias son profundamente analizadas por Lazzari (2006).

responde a la necesidad de dotarlos de mayor flexibilidad y capacidad de reacción ante la elevada volatilidad de los precios internacionales de los recursos no renovables durante la década pasada. A nivel internacional, se ha comprobado una creciente atención política sobre el grado de progresividad de la participación de los Estados en las rentas de los sectores exportadores de estos bienes. Con esto se busca que el conjunto de instrumentos fiscales aplicados sobre estos sectores permitan asegurar una participación estatal progresivamente mayor una vez que los proyectos recuperan sus costos hundidos de exploración e inversión de capital, y alcanzan (y superan) umbrales crecientes en sus tasas de retorno (FMI, 2012).

Como señala Acquatella *et al.* (2013), los avances en materia de progresividad del régimen fiscal, han sido más claros y concretos en el sector petrolero que en el sector minero de los países de América Latina y el Caribe. Por ejemplo, en la explotación de hidrocarburos es común el contrato de riesgo o producción compartida que incorporan una escala creciente de participación del Estado en las utilidades a medida que el proyecto alcanza crecientes tasas de retorno. La incorporación de este tipo de concepto en el tratamiento fiscal del sector minero es todavía muy incipiente en los países de la región. Quizás la única excepción esté constituida por el contrato del proyecto Pueblo Viejo, firmado entre el Gobierno de la República Dominicana y *Barrick Gold Corporation*. Este contrato incorpora la condición de que, una vez el proyecto haya alcanzado la tasa interna de retorno de 10%, el Estado entra a participar con un 28,75% en la utilidad neta. En combinación con la regalía de 3,2% y el impuesto sobre la renta del 25%, este instrumento aproximaría la participación de la República Dominicana a un 50% de los flujos netos del proyecto en los años de operación.

No obstante lo anterior, el contexto global actual parece imponer la necesidad de ajustar o, al menos, revisar el diseño de los regímenes fiscales aplicados ante la posibilidad de una prolongación de la tendencia declinante observada en los precios internacionales de los productos primarios desde mediados del 2014 y respecto de los valores registrados en años anteriores.

En los foros internacionales se ha venido enfatizando la importancia de contar con instrumentos eficientes que no sólo eviten distorsionar las decisiones de inversión y producción de las empresas privadas sino que, además, permitan alcanzar un mayor grado de progresividad de los regímenes fiscales en términos de apropiación estatal de las rentas económicas en períodos de precios elevados. Sin embargo, una reversión del ciclo de precios experimentado entre 2003 y 2012 (con la interrupción que significó la crisis financiera internacional) podría requerir una mayor atención en la revisión de aquellos mecanismos que aseguran un aporte fiscal mínimo como las regalías, los bonos de signature y de producción, y los mecanismos de participación estatal directa en las utilidades de las empresas privadas.

Esto no significa que no se pueda avanzar en ambas dimensiones pero, dada la elevada dependencia fiscal respecto de la explotación de recursos naturales no renovables que muestran varios países de la región, la reforma de los regímenes fiscales sobre industrias extractivas debería apuntar hacia una combinación de instrumentos que permita asegurar tanto un flujo relativamente estable de ingresos fiscales a través de la captación de rentas derivadas de estos sectores, como de manera complementaria, contribuya a generar condiciones razonables para la inversión en las diferentes fases del ciclo económico, sobre la base de la estabilidad del marco jurídico e institucional en el largo plazo.

Por otra parte, no siempre es posible (y mucho menos, recomendable) aplicar un enfoque conjunto para el tratamiento fiscal de los sectores de hidrocarburos y minerales. En el caso de los países de América Latina y el Caribe, a pesar de la aparente similitud de los ciclos de precios que exhibieron esos productos, pueden identificarse marcadas diferencias entre ambos sectores durante los períodos previo y posterior a la crisis de 2008-2009, las cuales deben ser tenidas en su análisis específico.

Por un lado, como se argumenta en un trabajo de la CEPAL (2013b), el alza de los precios internacionales de los minerales transables impulsó, en su momento, fuertes inversiones en exploración y desarrollo y posibilitó un aumento de las reservas comprobadas de recursos mineros en la región y la expectativa de desarrollo de un importante número de nuevos megaproyectos para los próximos años. Si bien los costos de explotación y procesamiento crecieron progresivamente durante la pasada década, estos aumentos han sido compensados con creces por las alzas en los precios de referencia, lo que se ha traducido en rentabilidades inéditas para esta industria en los últimos años.

Estas circunstancias favorables para la industria pareciera que, de no producirse factores exógenos difíciles de predecir, no estarían disponibles en el futuro.

En el sector de hidrocarburos, también se pudo comprobar un aumento de la renta económica del sector, donde los mayores costos de inversión, por una parte, y de operación y mantenimiento, por la otra, fueron compensados por el aumento observado en el precio internacional. Sin embargo, esta tendencia alcista no produjo una reacción similar en materia de inversión que se tradujera en un incremento de las reservas —con la excepción de Brasil y Colombia—, ni tampoco en una expansión de la producción acorde con el ritmo de crecimiento de la demanda regional o con la oportunidad representada por el aumento de la demanda global. En consecuencia, tanto la relación entre producción y consumo como la relación entre reservas y producción de hidrocarburos cayeron a lo largo de la década, lo que pone en riesgo la posición exportadora neta de la región, con la excepción de Venezuela (CEPAL, 2013b).

En relación con lo anterior, las medidas más recientes —anunciadas o promulgadas— delatan, además de la necesidad de mantener o aumentar la contribución fiscal de los recursos naturales no renovables, una preocupación creciente por fortalecer los mecanismos que garanticen la participación de la inversión privada en la producción.

La reforma energética en **México** es un ejemplo ilustrativo de esta tendencia. Ante la disminución en los niveles de producción y el aumento de los costos de inversión en exploración y producción, la reforma aprobada en diciembre de 2013 —comercialmente señalado— incluyó, por primera vez desde la nacionalización del sector petrolero, un mecanismo para la inversión del sector privado: en la etapa de exploración y producción, a través de licencias de explotación que podrán ser de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencias de actividades de refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento de productos derivados, a través del otorgamiento de permisos a inversores privados particulares. Entre otras modificaciones²³, también se contempló una reestructuración de la empresa estatal PEMEX con el fin de dotarla de mayor autonomía y consolidar su posición como organismo productivo (y no meramente descentralizado) del Estado. Complementariamente, se planteó un nuevo régimen fiscal para dicha empresa el cual comprende, por primera vez, la obligación para PEMEX del pago del Impuesto sobre la Renta y una adecuación de los derechos fijados aplicados sobre los hidrocarburos (de gradual entrada en vigencia) para asimilarlo al tratamiento fiscal que reciben otras empresas petroleras en el resto del mundo.

En el sector minero, y a sabiendas de las crecientes necesidades financieras del gobierno mexicano, se introdujeron a fines de octubre de 2013 tres nuevos cobros al régimen de derechos minero: a) el Derecho Especial sobre minería (7,5% sobre el valor de los ingresos reportados por las mineras tras deducciones); b) el Derecho extraordinario sobre minería (0,5% sobre el valor de los ingresos reportados por las mineras para concesiones que extraen metales preciosos (oro, plata y platino); c) el Derecho Adicional sobre Minería (ideado como castigo a concesiones mineras que permanezcan ociosas por 2 años, a las que se exige un pago del 50% o del 100% (según la antigüedad de la concesión) del máximo pago semestral del tabulador del derecho minero cobrado con base en la superficie de las concesiones (actualmente \$129,24 pesos por hectárea). Además, el gobierno federal incluyó un mecanismo para que, de la suma de los fondos recaudados por estos tres derechos, el 80% se distribuya directamente entre las municipalidades y entidades federativas que presenten actividad minera, a manera de compensación por los perjuicios de esta actividad. De este subtotal, 62,5% tiene como destino los municipios y 37,5% las entidades federativas, montos que se reparten proporcionalmente según el valor de la producción minera de cada entidad.

Por su parte, **Ecuador** promulgó a mediados de 2013 una reforma minera con el objetivo central de aumentar tanto la inversión en el país, especialmente en los proyectos de pequeñas y

²³ La Reforma Energética comprendió un amplio paquete de medidas (insertadas en la Constitución) que no sólo creó nuevos organismos públicos para mejorar la gestión de los hidrocarburos sino que redefinió y asignó nuevas atribuciones a entidades ya existentes como la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

medianas empresas, como la contribución fiscal del sector. Impulsada a partir del conflicto con una empresa multinacional (Kinross), el gobierno de dicho país modificó el impuesto sobre las ganancias extraordinarias —con tasa del 70%— para ser aplicado una vez recuperada la totalidad de la inversión por parte del concesionario (y no en el momento en que la mina comenzaba su producción). Además, se estableció el pago de una regalía de máximo 8% para las exportaciones de oro, plata y cobre, siendo el tope del 4% para las medianas empresas y 3% para las pequeñas. También se introdujeron cambios para agilizar la obtención de permisos ambientales y licencias de operación, revisándose asimismo los mecanismos de sanciones para la minería ilegal y de control ambiental.

Incluso Uruguay ha incursionado en la generación de un flamante marco legal que establece las pautas fundamentales —y un nuevo régimen fiscal— para la inversión minera privada en el desarrollo de un ambicioso proyecto destinado a la extracción de mineral de hierro (véase el recuadro 2).

Recuadro 2 La Minería de Gran Porte en Uruguay

Desde el año 2007 la empresa Minera Aratirí, perteneciente al grupo indio *Zamin Ferrous*, viene operando en el territorio uruguayo en actividades de investigación y desarrollo del Proyecto *Valentines*. El reciente descubrimiento geológico, que prevé la producción de más de 300 millones de toneladas de mineral concentrado de hierro, podría transformar al Uruguay en uno de los principales productores a nivel mundial y tendrá indudablemente un impacto significativo sobre la economía real y la política fiscal de dicho país.

Sin embargo, esta oportunidad ha dado origen a una serie de desafíos relacionados con la explotación económica de este tipo de recursos no renovables. En particular, el gobierno uruguayo se enfrenta ante la difícil tarea de lograr un balance entre la necesidad de conseguir un nivel adecuado de extracción de la renta minera en favor de la ciudadanía y la urgencia de mantener condiciones competitivas para las inversiones mineras.

Para cumplir con tal objetivo, en septiembre del año 2013 se aprobó la Ley de Minería de Gran Porte (MGP), la cual contiene un completo y articulado tratamiento del sector y de las actividades de las empresas mineras en proyectos de gran envergadura. Dentro de esta normativa se estableció un moderno esquema híbrido de régimen fiscal que combina el sistema de concesiones con elementos contractuales que definen los compromisos explícitos del proyecto (áreas a explotar, monto de inversiones, volúmenes de producción, plazos, etc.) así como las causas de rescisión. Además, se estipula un régimen fiscal específico que combina tres elementos complementarios (dos instrumentos específicos y un paquete de tributos generales), a saber:

- el **Canon de Producción**, que es legalmente equivalente a una regalía por el derecho a explotar el recurso y se fijó en un 5% del monto FOB del mineral exportado o del monto del mineral facturado en plaza (3% con destino al gobierno central y 2% para el propietario del predio superficial). Además se contempla un Adicional al Canon de Producción del 2%, aplicable sobre la misma base de cálculo, para aquellos proyectos cuyo contrato contenga una cláusula de estabilidad tributaria.

- el **Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE)**, que se aplica a todas las empresas con una tasa general del 25%. Dado que las grandes empresas mineras suelen ser de origen extranjero, también cabría considerar la aplicación del Impuesto sobre la Renta de No Residentes (IRNR), tanto en el caso de intereses pagados a estas empresas (del 3% al 5%) como por dividendos o utilidades pagados o acreditados por las mismas (7%).

- el **Impuesto Adicional del IRAE**, que es un gravamen con tasas progresivas aplicado sobre la Renta Neta Operacional Minera (RNOM), la cual se obtiene deduciendo de las ventas totales de productos mineros (netas de devoluciones, bonificaciones y otros descuentos permitidos) tanto el costo de producción como los gastos devengados en el ejercicio. De la relación entre RNOM y los ingresos netos por ventas se obtiene el Margen Operacional Minero (MOM), el cual se utiliza para calcular la tasa progresiva aplicable a través de la siguiente fórmula: $(MOM * 0,9 - 0,25) * 100$, con un tope máximo para el MOM de 0,7 lo cual determina que la tasa máxima del adicional del IRAE sea del 38%.

Según Brosio (2015), dada la posibilidad de deducir el canon pagado por las empresas del monto determinado del impuesto adicional al IRAE, el régimen fiscal aplicado a la MGP se basa fundamentalmente en la imposición sobre la utilidad operativa de las empresas mineras, lo cual está en línea con la tendencia internacional (y regional, como se observa en los casos de Chile y Perú). Pero, al establecer la imposición de una regalía fija (canon), el sistema asegura además un flujo mínimo de ingresos estable en el tiempo y, sobre todo, asegura que el gobierno reciba ingresos desde el comienzo de la explotación de la mina aun cuando la rentabilidad sea nula. Así, el canon funciona como amortiguador parcial del impacto de las oscilaciones de la rentabilidad (y del precio internacional) sobre el pago de impuestos y los recursos del Estado.

Fuente: Brosio (2015)

Esta necesidad de compatibilizar el objetivo del Estado por captar una parte razonable de la renta económica del recurso con el de establecer condiciones regulatorias competitivas y atractivas para favorecer la participación de inversores privados en estas actividades se torna aún más evidente en los proyectos de desarrollo de reservorios no convencionales de hidrocarburos en Argentina y México, yacimientos de presal (hidrocarburos ubicados bajo una capa impermeable de sal) en Brasil, petróleo crudo extra-pesado (de refinación más compleja) en la República Bolivariana de Venezuela y recursos convencionales en Ecuador y el Estado Plurinacional de Bolivia (CEPAL, 2013b). Esto plantea una serie de desafíos para los países de la región, vinculados principalmente al financiamiento y la ejecución de grandes inversiones, en donde se hace indispensable fortalecer los aspectos institucionales y legales que comprenden a estas actividades con el fin de reducir el riesgo del inversor.

En **Brasil y Colombia**, por ejemplo, se han tomado medidas para la atracción de capital privado como medio de asegurar inversiones en exploración y, de esa manera, recuperar el nivel de reservas y de producción que empezó a declinar hacia fines de los años noventa. Estos países permitieron una mayor participación privada en la producción²⁴, al suscribir contratos de concesión con socios estratégicos privados; adjudicaron áreas tradicionales y no tradicionales en subasta internacional (donde también participaron las respectivas empresas petroleras nacionales como Petrobras y Ecopetrol); efectuaron reformas fiscales incorporando regalías escalonadas, y emitieron licencias exploratorias con plazos más amplios.

Por otra parte, a la fecha de realización de este documento, en Argentina se encontraba en discusión parlamentaria una reforma denominada “Acuerdo Federal para el Autoabastecimiento de Hidrocarburos” dirigida a complementar la normativa vigente en lo que se refiere a la explotación de yacimientos no convencionales y la promoción de la exploración y explotación de estos recursos. La normativa propuesta, consensuada entre el gobierno nacional y las provincias productoras de hidrocarburos, incluye nuevos plazos de exploración y explotación en función de los diferentes tipos de yacimientos (convencional, no convencional, plataforma continental y mar territorial). Asimismo, en pos de simplificar el régimen fiscal vigente, propone el mantenimiento de las regalías como único mecanismo provincial de percepción de la renta petrolera, unificándolas en un rango del 12% al 18%, y la adjudicación de áreas por licitación competitiva para las distintas jurisdicciones (suprimiendo las áreas reservadas por las propias provincias, donde éstas disponían de potestades tributarias especiales)²⁵. La reforma también contempla una serie de mecanismos promocionales para grandes inversiones de empresas nacionales e internacionales, antes reservados para desembolsos superiores a los US\$ 1.000 millones y ahora a partir de los US\$ 250 millones (por ejemplo, podrán disponer de un 20% de su producción para vender en el exterior después de su tercer año de operaciones en el país). Además, promueve la unificación de los estándares de protección ambiental para la industria hidrocarburífera en todo el país.

B. Importancia de los ingresos fiscales provenientes de recursos naturales no renovables

Una vez identificadas las principales tendencias de política y la estructura actual de los distintos regímenes fiscales aplicados sobre industrias extractivas en los países de América Latina y el Caribe, es necesario evaluar la relevancia económica de los ingresos fiscales que estos sistemas permiten obtener y su evolución a partir del inicio del período alcista en los precios internacionales de los

²⁴ En Brasil, además del sistema tradicional de concesiones, el descubrimiento del presal llevó a utilizar un régimen de cesión onerosa a Petrobras a partir de 2010 y, recientemente, la licitación de nuevas áreas de este recurso se ofrece a través de contratos de producción compartida, los cuales requieren una participación mínima del 30% en la producción para Petrobras y exención para ciertas cargas fiscales.

²⁵ Uno de los puntos más controversiales de la propuesta, en tanto restringe las potestades provinciales, radica en la eliminación -futura y retroactiva- del método de acarreo (“carry”), a través del cual las empresas petroleras provinciales, sin aportar capital de inversión, podían participar de las concesiones en alianza con compañías privadas, con porcentajes de entre 10 y 15% de las ganancias operativas.

productos primarios. Pero antes de avanzar resulta oportuno introducir una aclaración previa. Si bien la cadena de abastecimiento global de estos recursos (especialmente los hidrocarburos) abarca desde la exploración y explotación (*upstream*) hasta la refinación y comercialización (*downstream*), es decir, desde las fases iniciales de exploración hasta el consumo final²⁶, en esta sección del documento el análisis se enfocará en lo relativo al comportamiento recaudatorio de los instrumentos fiscales aplicados en las etapas productivas del *upstream*. Los mismos son identificables en virtud de su principal finalidad, consistente en repartir la renta generada por la extracción del recurso entre el Estado y el agente económico que lleva a cabo tales operaciones (que puede ser una empresa estatal, una o varias de propiedad privada o alguna variante de asociación de todas ellas).

1. Hidrocarburos

El monto de ingresos fiscales provenientes del sector de hidrocarburos²⁷ puede analizarse a partir de tres indicadores fundamentales, los cuales surgen de ponderar el monto total de estos recursos (tanto los de carácter tributario como no tributario) en función de tres variables de referencia, a saber:

- La **presión fiscal** sobre el sector (en porcentajes del PIB) como una medida estándar de la magnitud y relevancia de los recursos fiscales involucrados.
- La **alícuota fiscal efectiva** (en porcentajes de la renta económica teórica de hidrocarburos²⁸) como una medida aproximada de la capacidad de apropiación estatal de dicha renta.
- El **grado de dependencia fiscal** (en porcentajes del total de ingresos fiscales) como una medida de la vulnerabilidad del financiamiento del Estado.

Si se considera el primer indicador señalado, puede afirmarse que el ciclo alcista del precio internacional de los hidrocarburos (particularmente el petróleo crudo) iniciado en los primeros años de la década pasada ha propiciado un aumento de los ingresos fiscales derivados de la explotación de estos recursos naturales en varios países de la región. Sin embargo, la relevancia económica de los mismos varía y ha variado (de acuerdo a la evolución) según el país considerado.

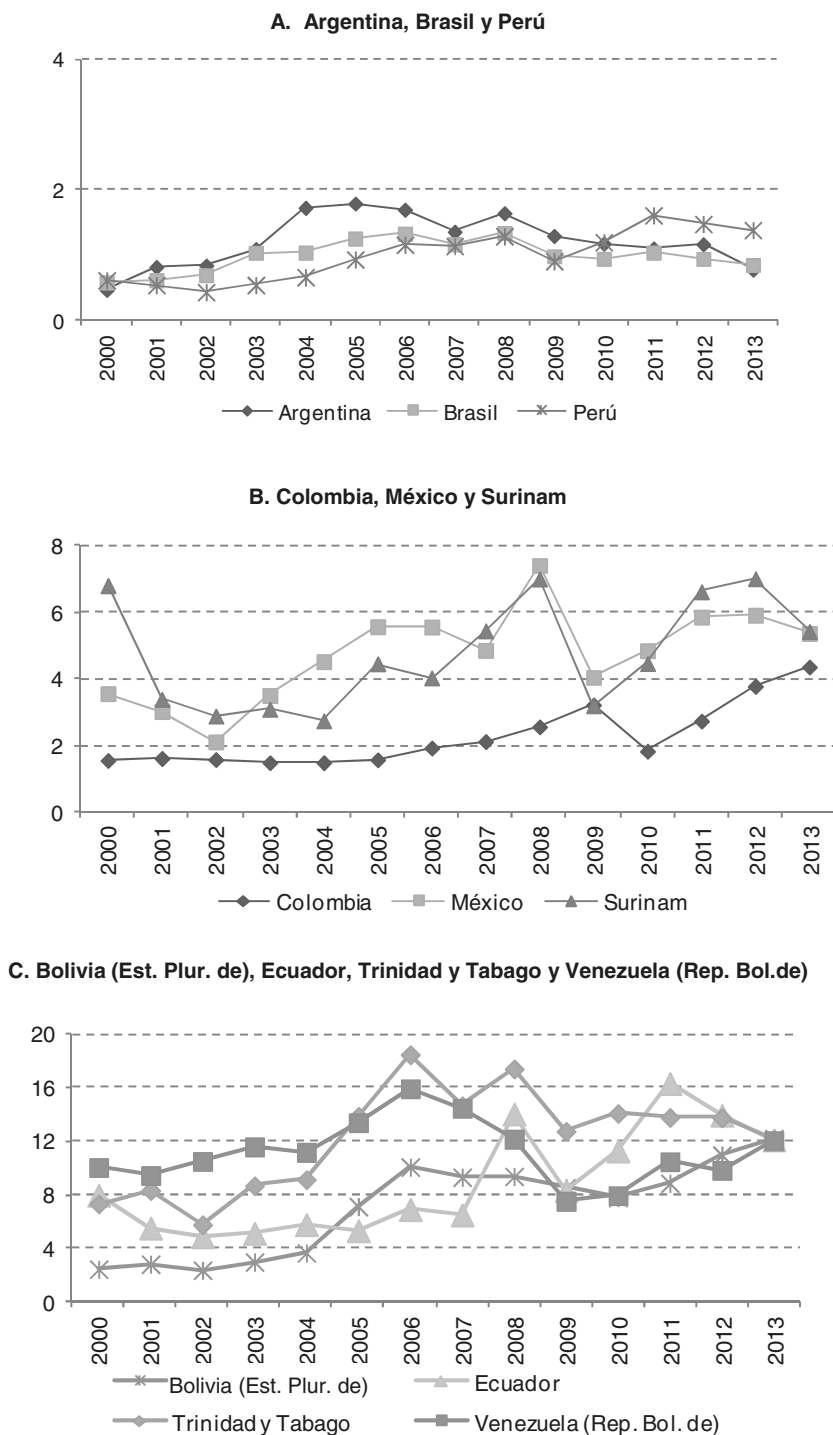
En ese sentido, del gráfico 5 se desprenden dos hechos sobresalientes. Por un lado se observa que, hasta el año más reciente en el que se cuenta con datos estadísticos consistentes (2013), existen amplias diferencias entre los países de la región en cuanto a la carga fiscal que aporta la imposición sobre el sector de hidrocarburos (*upstream*). Así, mientras que en Argentina, Brasil y Perú estos recursos no alcanzan una magnitud demasiado significativa (al menos en relación con otros sectores de la economía), debe señalarse lo contrario para los casos restantes, especialmente en el Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela, en los que llegaron a alrededor de 12% del PIB en 2013. También son importantes, aunque en menor medida, en Colombia (4,4% del PIB), Surinam (5,4%) y México (5,4%), con una sensible disminución respecto de años anteriores en este último caso.

²⁶ La división entre impuestos del *upstream* y el *downstream* es más complicada en el sector gasífero debido a las etapas específicas de transporte y procesamiento (licuefacción) del gas natural. Esto requiere más infraestructura, cuyo uso genera rentas y cuasi-rentas (Kellas, 2010).

²⁷ No obstante, no se desconoce el hecho de que, en algunos países de la región, pueden ser importantes los impuestos sobre la comercialización de los combustibles y demás derivados de los hidrocarburos. No sólo el impuesto específico sobre el consumo de los mismos sino también el IVA y el derecho de importación que recaen sobre estos sectores pueden generar, en algunos casos, montos considerables de recursos tributarios.

²⁸ Calculada por el Banco Mundial como la producción de petróleo y gas natural valuada al precio internacional neto de costos de extracción (puede diferir de la renta real que se determina a partir de los precios y costos efectivos).

Gráfico 4
América Latina y el Caribe (países seleccionados): evolución anual de los ingresos fiscales
provenientes de la producción de hidrocarburos, 2000-2013
(En porcentajes del PIB)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información oficial de los países y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

La segunda observación se relaciona precisamente con la dispar evolución del indicador de carga fiscal del sector de hidrocarburos en los países analizados. Por ejemplo, en el Estado Plurinacional de Bolivia las reformas estructurales en el período de auge de precios (cambio de régimen fiscal con la creación del Impuesto Directo sobre Hidrocarburos —IDH— y la readecuación de las regalías)²⁹, llevó el monto promedio de ingresos fiscales de valores comprendidos entre 2 y 3 puntos del PIB para el período 2000-2003 a un rango entre 8 y 12% del PIB a partir de 2006. Por su parte, México mostró una evolución similar aunque de menor magnitud relativa, pasando de un mínimo relativo de 2,1% del PIB en el año 2002 hasta un máximo de 7,4% en 2008, con una lenta recuperación posterior a la crisis de dicho año y la merma, antes mencionada, en el último año registrado. Ecuador, por su parte, muestra un superlativo aumento de la carga fiscal vinculada al sector de hidrocarburos, especialmente en el año 2008 (14,0% del PIB) y en los años siguientes a la crisis (llegando a un máximo de 16,3% en el año 2011). Colombia, en tanto muestra un paulatino y más acotado —aunque igualmente destacable— crecimiento de este indicador, desde un valor de 1,5% del PIB en 2000 hasta superar los 4 puntos porcentuales del producto en los años 2012 y 2013. También merece destacarse el aumento de este tipo de ingresos fiscales en Surinam, donde alcanzaron un valor promedio de 6,0% del PIB en 2010-2013, duplicando prácticamente su magnitud en comparación con los niveles obtenidos en la década pasada.

En cambio, en Trinidad y Tabago y Venezuela se ha observado una aparente disminución de los ingresos fiscales por hidrocarburos respecto de los valores máximos alcanzados en los años previos a la crisis. Esto puede haber sido influenciado por menores volúmenes producidos como resultado de la declinación de la producción, aspectos inflacionarios, disminución de la capacidad de recaudación y fiscalización y, posiblemente, el aumento de los costos de producción, inversión y financiamiento, que ocasionaría una disminución tanto de las utilidades como de los impuestos pagados por las empresas petroleras.

En el cuadro 3 se presentan, en su primera columna, los valores promedios (datos acumulados calculados sobre la base de moneda nacional corriente) de la carga fiscal representada por este tipo de recursos en tres períodos distintos: 2000-2003 (antes del inicio del ciclo alcista de precios); 2005-2008 (años de alto crecimiento en el precio internacional de los productos primarios); y 2010-2013 (después de la crisis financiera internacional de 2008-2009)³⁰. También pueden apreciarse las tendencias comentadas en cuanto a la importancia de los ingresos fiscales provenientes de la producción de hidrocarburos, aspecto en el que sobresalen el Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela, con promedios superiores a 10 puntos porcentuales del PIB en el período más reciente, así como su evolución que confirman las consideraciones efectuadas en párrafos anteriores.

En lo que respecta a la participación económica relativa del Estado en el sector de hidrocarburos, los datos presentados en el cuadro 3 permiten confirmar que un aumento generalizado en la mayoría de los casos (manteniéndose casi constante en Brasil y Venezuela) de la recaudación fiscal en relación con la renta económica potencial entre los períodos 2000-2003 y 2010-2013. Esto daría señales de cierta progresividad en los regímenes fiscales aplicados, aún cuando los crecimientos relativos en la recaudación no alcanzaron una magnitud equivalente a la registrada en los precios internacionales.

Un hecho que salta a la vista es la gran dispersión entre los países de la región analizados en cuanto a este indicador. Por ejemplo, Argentina es el país que muestra la menor proporción “ingresos fiscales/renta económica teórica” con un valor promedio de 25,9% para el período 2010-2013. Este margen de apropiación estatal de rentas puede considerarse comparativamente bajo en términos regionales e internacionales. Brasil también muestra en la actualidad un porcentaje bajo de captación fiscal media en relación a la renta económica potencial (35,5% en 2010-2013), resultado de la aplicación no solo de la tradicional regalía e impuesto sobre la renta —propios de un sistema de concesiones estándar— sino además un impuesto sobre las utilidades extraordinarias, o de

²⁹ Sin embargo sería errado no reconocer también la influencia en esta evolución de precios más elevados y mayores volúmenes contractuales de exportación de gas natural con destino a la Argentina y el Brasil.

³⁰ Si bien se buscó abarcar la mayor cantidad de años posible, se decidió suprimir el año 2009 de los períodos seleccionados para evitar las distorsiones derivadas de los drásticos efectos de la crisis económica de 2008-09.

participación especial, que aporta cerca del 40% de la recaudación proveniente del sector de hidrocarburos en dicho país.

Cuadro 3
América Latina y el Caribe (países seleccionados): indicadores relativos de los ingresos fiscales generados por la producción de hidrocarburos, 2000-2013^a
(En porcentajes)

Países	En proporción al PIB total del país			En proporción a la renta económica del sector ^b			En proporción a los ingresos fiscales totales ^c		
	2000-2003	2005-2008	2010-2013	2000-2003	2005-2008	2010-2013	2000-2003	2005-2008	2010-2013
Argentina	0,8	1,6	1,0	15,0	18,3	25,9	4,5	7,3	3,9
Bolivia (Estado Plurinacional de)	2,7	9,1	10,2	27,9	25,8	73,6	11,0	28,2	29,9
Brasil	0,8	1,3	0,9	37,3	37,8	35,5	2,7	4,1	3,1
Colombia	1,6	2,1	3,3	27,5	27,0	39,3	5,3	7,2	11,5
Ecuador	5,7	8,7	13,4	44,9	35,2	69,3	29,3	35,3	40,3
México	3,0	5,9	5,5	72,6	70,0	76,7	21,2	38,3	34,4
Perú	0,5	1,1	1,4	35,0	37,9	53,7	3,2	5,9	7,1
Surinam	3,6	5,5	6,0	-	-	-	-	20,7	25,3
Trinidad y Tabago	7,6	16,3	13,4	22,3	26,7	38,4	23,1	52,0	40,8
Venezuela (República Bolivariana de)	10,5	13,8	10,5	38,5	36,6	36,2	48,2	50,6	44,7

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información oficial de los países, Banco Mundial (World Development Indicators) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

^a Información calculada sobre valores acumulados de los períodos en moneda nacional a valores corrientes. Los ingresos fiscales incluyen recursos tributarios y no tributarios vinculados a la producción de hidrocarburos. En Argentina se consideran el Impuesto a las Ganancias de las Sociedades, las regalías (petróleo y gas) y los derechos de exportación (hidrocarburos); en el Estado Plurinacional de Bolivia, Impuestos Directo sobre Hidrocarburos (IDH), Regalías y Participaciones al Tesoro, Impuesto a la renta (IUE, IUE-RE); en Brasil, bono de signature, regalías, Participación Especial, tasa de ocupación y retención de área, los pagos de Petrobras por IRPJ/CSLL, y los dividendos pagados por Petrobras al gobierno; en Colombia, regalías causadas, impuesto de renta de Ecopetrol, y dividendos de Ecopetrol; en Ecuador, ingresos petroleros del SPNF; en México, derechos sobre los hidrocarburos y Impuesto a los rendimientos petroleros; en Perú, Impuesto a la Renta y regalías petroleras; en Surinam, impuesto a la renta y dividendos pagados al gobierno de *Staatsoile*; en Trinidad y Tabago, Impuesto a la renta, Regalías, Contribución al fondo de desempleo y otros; en Venezuela, Impuesto a la renta, dividendos de PDVSA, Regalía petrolera (en efectivo y en especie) y otros (Impuesto a la extracción, Impuesto superficial e Impuesto al Registro de Exportación). En ningún caso se incluyen impuestos indirectos pagados por las empresas—IVA, Sellos, Selectivos— ni los que gravan la propiedad —Bienes Personales e Impuesto sobre transacciones financieras—.

^b La renta económica corresponde a la calculada por el Banco Mundial (World Development Indicators) que representa la producción de petróleo y gas natural valorada al precio internacional neto de costos de extracción.

^c A fines de homogeneizar la información entre los países, se consideran los ingresos fiscales totales del gobierno general netos de las contribuciones de la seguridad social. No obstante, en Argentina, Ecuador y Colombia se toma en cuenta la información a nivel del sector público no financiero (SPNF).

En un nivel similar de participación estatal sobre las rentas generadas se ubican Trinidad y Tabago (38,4%) y la República Bolivariana de Venezuela (36,2%). Sin embargo, mientras que el porcentaje de “*government take*” de este último país no evidenció cambios en el periodo analizado, en el primer caso sí se observa un importante crecimiento respecto del valor mostrado a principios de la década pasada, ubicado alrededor del 22% de la renta por hidrocarburos. Este crecimiento también se observó en Colombia y en Perú, donde se alcanzaron valores promedio de participación estatal relativa del 39,3% y el 53,7% respectivamente, para el período 2010-2013.

Por su parte, el Estado Plurinacional de Bolivia (73,6%), Ecuador (69,3%) y México (67,7%) exhiben tasas de apropiación estatal mucho más elevadas y en línea con los promedios internacionales, observándose en todos los casos una clara participación del Estado en la producción y comercialización de los hidrocarburos. Si bien México ya mostraba valores elevados de este indicador en períodos anteriores y mantuvo dicho margen a lo largo de todo el período analizado (2000-2013),

en los otros dos casos fueron importantes reformas introducidas en los regímenes fiscales (que serán desarrolladas más adelante) las que incidieron en el incremento extraordinario de este indicador. Habiendo mencionado la introducción del IDH en el Estado Plurinacional de Bolivia, en el caso ecuatoriano fue determinante la reforma a la Ley de Hidrocarburos en el año 2010, cuando se cambiaron los contratos de participación privada (con producción compartida) por contratos de prestación de servicios en los cuales el Estado pasó a ser propietario del 100% del petróleo extraído y sólo paga una tarifa a las empresas operadoras³¹.

El otro indicador relevante tiene que ver con la importancia relativa de los ingresos fiscales provenientes de la explotación de hidrocarburos en el financiamiento del Estado. En este sentido, durante la última década se ha observado una mayor vulnerabilidad de las economías respecto del sector, por la evidente dependencia de los ingresos del gobierno general en relación con la recaudación fiscal tributaria (especialmente del impuesto a la renta) y no tributaria (por medio de regalías y otros) aplicada al uso y explotación de los recursos petroleros y gasíferos. Es así como en el último período, comprendido entre 2010 y 2013, el sector aportó un 30% o más de los ingresos totales necesarios para financiar el gasto público en países como el Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador, México, Trinidad y Tabago y Venezuela. A excepción de este último caso (donde la participación se aproxima al 45% se observa una leve merma aunque desde valores muy elevados), esto también pone en evidencia un claro y notable crecimiento del peso específico de estos recursos fiscales respecto de los valores calculados para el período 2000-2003 (véase el cuadro 3).

Desde el punto de vista del financiamiento del Estado, esto impone como desafío la búsqueda de una mayor diversificación de fuentes de ingreso con el fin de evitar la denominada “pereza fiscal”. Esta hipótesis bastante peculiar sostiene que la disponibilidad de ingresos fiscales provenientes de los recursos naturales disminuye los incentivos para recaudar impuestos generales en el resto de la economía y los gobiernos con estas características tienden a ser menos transparentes, responsables y eficientes. Además, la dependencia fiscal de los sectores de recursos no renovables aumenta los riesgos fiscales, dado que estos ingresos son volátiles y, lo que también es importante, están sujetos a un proceso de agotamiento. Por lo tanto, los formuladores de políticas públicas tienen que planificar prospectivamente para reemplazar con otras fuentes esos recursos a medida que decaigan.

Por otra parte, una mirada más detallada de los datos disponibles permite comprobar los cambios —en algunos casos, muy importantes— que se han venido dando en términos de la estructura de los regímenes fiscales aplicados por los países de la región, cada uno con diferentes criterios en cuanto a la propiedad de los recursos, a la participación del Estado en la producción (con la intervención de grandes empresas de bandera nacional) y a la aplicación de instrumentos de recaudación como el impuesto a la renta de las sociedades, las regalías y otros³². También aquí puede verse la marcada heterogeneidad que caracteriza a estos regímenes fiscales para el sector de hidrocarburos, así como las distintas estrategias económicas y filosofías políticas que los países muestran en el afán de lograr una adecuada extracción fiscal de parte de las rentas generadas en estas actividades.

El cuadro 4 presenta la estructura de participación relativa de los ingresos fiscales provenientes de la producción de hidrocarburos en los nueve países de la región considerados y en los mismos tres períodos establecidos. Puede observarse que en Argentina, durante el período 2010-2013, aunque la participación relativa del impuesto sobre los ingresos societarios se redujo levemente, la incidencia de los impuestos en el sector de hidrocarburos (en comparación con la de las regalías) es muy significativa gracias al aporte fundamental que significó la introducción de los derechos de exportación en el año 2002.

³¹ Además se estableció que, en todos los casos (precios altos o bajos), los ingresos mínimos del Estado no podrán ser inferiores al 25% de los ingresos brutos de las petroleras.

³² Si bien las regalías percibidas por el derecho a extraer petróleo o gas (también a explotar otros recursos minerales) se consideran normalmente como ingresos no tributarios, en algunos casos la aplicación de criterios para distinguir un impuesto puede resultar particularmente problemática. El caso más emblemático es el de los derechos sobre la producción de hidrocarburos en México, donde no existe consenso general acerca de su clasificación como tributo.

Cuadro 4
América Latina y el Caribe (países seleccionados): estructura de los ingresos fiscales provenientes del sector de hidrocarburos, 2000-2013^a
(En porcentajes del total)

Países	Instrumento	2000-2003	2005-2008	2010-2013
Argentina	Impuesto a la renta	29,7	34,3	23,9
	Regalías ^b	59,6	33,0	38,4
	Otros ^c	10,7	32,7	37,7
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Impuesto a la renta	5,2	6,9	5,2
	Regalías	94,8	35,8	34,3
	Otros ^c	0,0	57,3	60,4
Brasil	Impuesto a la renta ^c	34,1	38,3	21,9
	Regalías	27,4	24,8	34,0
	Otros ^c	38,5	36,9	44,1
Colombia	Impuesto a la renta	19,6	21,3	29,0
	Regalías	53,3	47,0	36,3
	Otros ^c	27,0	31,7	34,7
Ecuador	Impuesto a la renta	0,0	0,0	0,0
	Regalías	0,0	0,0	0,0
	Otros ^c	100,0	100,0	100,0
México	Impuesto a la renta ^d	0,0	0,5	0,3
	Regalías	0,0	0,0	0,0
	Otros ^c	100,0	99,5	99,7
Perú	Impuesto a la renta	15,4	24,1	26,1
	Regalías	84,6	75,9	73,9
	Otros	0,0	0,0	0,0
Surinam	Impuesto a la renta	60,3	49,9	47,5
	Regalías	0,0	0,0	0,0
	Otros ^c	39,7	50,1	52,5
Trinidad y Tabago	Impuesto a la renta	64,1	85,1	81,6
	Regalías	16,5	7,5	11,6
	Otros ^c	19,3	7,4	6,8
Venezuela (República Bolivariana de)	Impuesto a la renta	19,8	25,1	11,0
	Regalías	53,2	68,8	36,6
	Otros ^c	27,0	6,0	52,4

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información oficial de los países y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

^a Información calculada sobre valores acumulados de los períodos, en moneda nacional a valores corrientes.

^b En Argentina las regalías incluyen el valor residual por minería.

^c Con el rótulo “Otros” se hace referencia tanto a instrumentos tributarios como no tributarios según cada país. En Argentina se refiere a los Derechos de exportación; en el Estado Plurinacional de Bolivia, al IDH; en Brasil, al Bonus, Participación Especial y Tasa de ocupación y retención de área, administradas por la ANP; en Colombia, a los dividendos de Ecopetrol a la nación sobre utilidades del año anterior y los derechos económicos por contratos suscritos con la ANH; en Ecuador a los ingresos petroleros del Gobierno; en México, a los Derechos ordinarios sobre hidrocarburos; en Surinam, a los dividendos de *Staatsolie* pagados al gobierno; en Trinidad y Tabago, a la Contribución al Fondo de Desempleo, Impuesto a las remesas, bonos a la firma y “profit oil” de los contratos de producción compartida; y en Venezuela, a los Dividendos de PDVSA.

^d Corresponde al Impuesto a los Rendimientos Petroleros (PEMEX está exenta del Impuesto sobre la Renta convencional)

Algo similar y mucho más marcado, se observó en el Estado Plurinacional de Bolivia a partir de la introducción del Impuesto Directo a los Hidrocarburos —el cual representó un promedio de 60% del total de ingresos fiscales por hidrocarburos en el período más reciente— lo que tuvo como contrapartida una pérdida notable de importancia relativa de las regalías. Brasil y Colombia muestran estructuras muy diversificadas con participaciones similares del impuesto a la renta corporativa, las regalías (generalmente fijas) y otros instrumentos que incluyen el Bonus, la Participación Especial y la Tasa de ocupación y retención de área en el primero de ellos, y a los dividendos de Ecopetrol a la nación y los derechos económicos por contratos suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el segundo caso.

Por otra parte, en Trinidad y Tabago el impuesto a la renta de las sociedades es —con creces— el instrumento que concentra la mayor parte de la recaudación, con una participación promedio cercana al 82% entre 2010 y 2013, la cual se ha venido incrementando con el correr de los años. En sentido opuesto, en Perú y Venezuela la mayor parte de los ingresos fiscales derivados de la

explotación de hidrocarburos proviene de las regalías, si bien este porcentaje se ha reducido levemente en el primero y ha aumentado en el segundo, respecto de los valores registrados en el período 2000-2003. Finalmente, Ecuador y México constituyen dos casos singulares donde el peso de la tributación sobre la renta y de las regalías es nulo en términos de recaudación y los ingresos fiscales del sector se vinculan más directamente con mecanismos de control y administración operativa de las respectivas empresas nacionales; los datos para Ecuador suelen presentarse como ingresos petroleros del gobierno central (por ventas internas y exportaciones) sin discriminar por instrumento fiscal, mientras que en el caso de México prácticamente la totalidad de los ingresos considerados corresponden a los derechos sobre hidrocarburos y un resto marginal proviene del impuesto a los rendimientos petroleros.

De la observación de todos los datos presentados, al menos en el sector de hidrocarburos, no parece observarse un patrón definido que relacione el tipo de instrumento utilizado y el desempeño fiscal en términos de recursos obtenidos. De hecho, los cuatro países con mayor carga fiscal y mayor dependencia fiscal respecto de estos recursos (Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador, Trinidad y Tabago, y Venezuela) poseen regímenes fiscales muy diferentes entre sí, aunque ciertamente en todos ellos hay un rol preponderante de la empresa estatal en la producción de hidrocarburos.

2. Minerales

De manera análoga al sector de hidrocarburos, el funcionamiento de los regímenes fiscales aplicados al sector minero puede analizarse de manera descriptiva considerando la cuantía y representatividad de los ingresos fiscales obtenidos por los países productores de América Latina y el Caribe sobre la base de los mismos indicadores ya desarrollados³³. Pero además, a los efectos de este trabajo, puede resultar útil e ilustrativo proceder en términos comparativos, procurando identificar las principales semejanzas y/o diferencias respecto de lo observado en el sector de hidrocarburos de los países de la región, para lo cual se tomarán como referencia los mismos períodos analizados en la sección anterior.

En primer lugar, a partir de los cálculos del Banco Mundial (*World Development Indicators*), se ha podido comprobar que la renta económica potencial del sector minero se incrementó con fuerza a partir del año 2003, especialmente en los países de mayor tradición minera y con una importante participación de este sector en la economía total. Esto fue evidente en casos como el de Chile donde la renta económica llegó a superar el 20% del PIB en 2006-2007, cuando apenas promediaba 6,6% en el período 2000-2003. Perú es otro caso a destacar: la renta minera estimada pasó de un promedio de 0,4% del PIB en este último período a un valor máximo de 11,9% del PIB en el año 2007, manteniéndose en torno al 10% en el período 2010-2013. Estado Plurinacional de Bolivia, Brasil y Colombia (país en el que se debe considerar la renta económica del carbón mineral) también mostraron —aunque mucho más moderados— incrementos en esta variable hacia mediados de la década pasada.

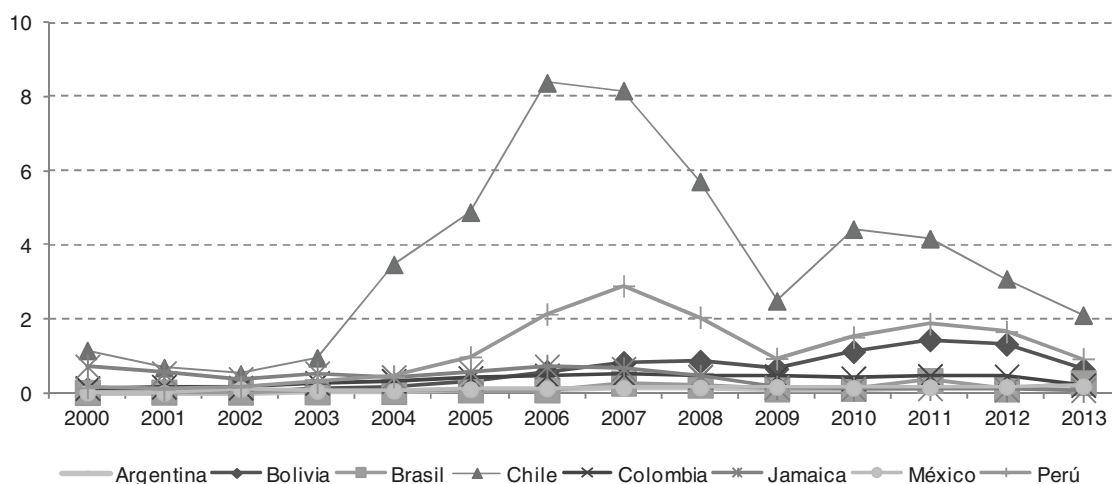
Este notable incremento de la renta económica en la actividad minera hacia mediados de la década pasada tuvo como correlato un significativo aumento, en términos absolutos, de los ingresos fiscales provenientes del sector minero (véase el gráfico 5). Precisamente, en países como el Estado Plurinacional Bolivia, Chile y Perú (donde el aumento de la renta minera fue comparativamente mayor) este tipo de recursos experimentó un crecimiento superlativo si se comparan los valores registrados en el año 2000 y 2007: en el primer caso, pasaron de 0,1% a 0,8% del PIB (debido principalmente por la expansión de la minería privada); en el segundo, los ingresos fiscales (derivados principalmente de la explotación del cobre) pasaron de 1,1% a 8,2% del PIB; y en el tercero, se incrementaron desde un magro 0,1% del PIB en el primer año hasta alcanzar 2,9% en 2007. Con un crecimiento algo menor, les sigue Colombia, donde los ingresos fiscales provenientes de la minería alcanzaron el 0,5% del PIB en ese último año habiendo partido de valores poco significativos en el

³³ Respecto de la actividad minera, los países analizados son: Argentina, el Estado Plurinacional de Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Jamaica, México y Perú. La selección de los mismos responde a la relevancia económica actual del sector minero en dichos países (como proporción de las exportaciones, su aporte al PIB o al financiamiento del Estado).

año 2000 (debe notarse que, en este caso, se incluyen también los ingresos fiscales provenientes de la explotación de carbón mineral).

Con posterioridad a la crisis financiera internacional los países mostraron una recuperación importante en el indicador señalado, al igual que en el sector de hidrocarburos, durante los años 2010 y 2011. La renta del sector minero ha continuado creciendo a un menor ritmo, llegando a un promedio del 2,5% del PIB regional. Sin embargo, los ingresos fiscales pagados por el sector minero, en términos absolutos, no parecen haber guardado una proporcionalidad directa con el crecimiento de las rentas mineras. Más aún si se considera el estancamiento y la caída de los ingresos fiscales mineros en Argentina, Brasil, Colombia, Jamaica y México en los años recientes (2012 y 2013); en Perú se registró una considerable disminución de estos recursos hasta el 0,9% del PIB en 2013, mientras que fue mucho más fuerte la reducción experimentada en Chile, donde los ingresos fiscales mineros bajaron hasta un monto equivalente al 2,1% del PIB en 2013 (véase el gráfico 5). Entre los países analizados, sólo en el Estado Plurinacional de Bolivia se observó un incremento en esta variable respecto de los valores anteriores a la crisis (llegó a 1,4% del PIB en 2011 y se ubica en 0,6% en el último año).

Gráfico 5
América Latina y el Caribe (países seleccionados): evolución anual de los ingresos fiscales
provenientes de la producción de minerales, 2000-2013
(En porcentajes del PIB)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información oficial de los países, Banco Mundial (*World Development Indicators*) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Este comportamiento heterogéneo entre los países de la región puso en evidencia las diferencias en la capacidad de reacción de los respectivos regímenes fiscales frente al auge inicial del ciclo de precios a partir de 2003 y su evolución más reciente entre 2010 y 2013. Este fenómeno se explicaría, en gran parte, debido a que, a diferencia del sector de los hidrocarburos, en términos generales la región no ha incorporado en la minería instrumentos orientados a asegurar la participación progresiva del Estado en períodos de utilidades extraordinarias (CEPAL, 2014). En el cuadro 5 se presentan los valores acumulados promedio de la carga fiscal que aporta el sector de minerales en un conjunto de ocho países de la región.

Cuadro 5
América Latina y el Caribe (países seleccionados): indicadores relativos de los ingresos fiscales generados por la producción de minerales, 2000-2013^a
(En porcentajes)

Países	En proporción al PIB total del país			En proporción a la renta económica del sector ^b			En proporción a los ingresos fiscales totales ^c		
	2000-2003	2005-2008	2010-2013	2000-2003	2005-2008	2010-2013	2000-2003	2005-2008	2010-2013
Argentina ^d	0,0	0,1	0,1	2,0	22,4	19,8	0,0	0,4	0,5
Bolivia (Estado Plurinacional de)	0,1	0,7	1,1	101,9	22,5	23,6	0,3	2,1	3,2
Brasil	0,0	0,2	0,2	2,1	5,8	8,6	0,1	0,5	0,7
Chile	0,8	6,9	3,4	12,6	36,6	20,3	4,0	27,7	15,3
CODELCO ^e	0,7	4,2	1,8	10,1	22,6	11,1	3,2	17,1	8,3
Minería Privada (GMP-10) ^f	0,2	2,6	1,5	2,5	14,0	9,2	0,8	10,6	6,9
Colombia ^g	0,2	0,5	0,4	58,5	21,6	15,9	0,6	1,6	1,3
Jamaica	0,5	0,6	0,1	33,0	31,2	4,5	2,1	2,1	0,4
México	0,0	0,1	0,2	71,8	31,3	16,3	0,3	0,8	1,0
Perú	0,2	2,1	1,5	43,3	22,1	14,9	1,0	10,6	7,4

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información oficial de los países, Banco Mundial (*World Development Indicators*) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

^a Información calculada sobre valores acumulados de los períodos, en moneda nacional a valores corrientes. Los ingresos fiscales incluyen recursos tributarios y no tributarios vinculados a la producción de minerales. En Argentina se consideran el Impuesto a las Ganancias de las Sociedades y los derechos de exportación (minerales); en el Estado Plurinacional de Bolivia, el Impuesto sobre las utilidades de empresas (IUE, IUE-RE, IUE-MN) y las regalías mineras; en Brasil, el pago del IRPJ/CSLL de Vale al gobierno, la regalía minera (CFEM), y la Tasa Anual por Hectárea (TAH); en Chile, el cobre bruto (corresponde a las transferencias de CODELCO: Impuesto a la renta, Impuesto D.L. N°2.398 del 40%, Impuesto Ley N°13.196 y otros) y la tributación minería privada (Impuesto a la Renta, Impuesto Específico a la Actividad Minera, Impuesto Adicional Retenido); en Colombia, regalías e impuesto de renta sobre utilidades tanto para minería como para carbón; en México, Impuesto sobre la Renta (ISR) y Derecho a la Minería; en Jamaica, *Bauxite levy* e ISR de *bauxite/alumina*; en Perú, Impuesto a la Renta, Impuesto Especial a la Minería, Regalías mineras, y Gravamen Especial a la Minería. En ningún caso se incluyen impuestos indirectos pagados por las empresas -IVA, Sellos, Selectivos- ni los que gravan la propiedad -Bienes Personales e Impuesto sobre transacciones financieras-. Tampoco se incluyó el pago por arrendamiento de tierras en el Estado Plurinacional de Bolivia, Chile, Colombia y Perú.

^b Se considera la renta minera y del carbón en Colombia. El valor de 2013 se supuso constante en relación al PIB en dólares corrientes calculado por el Banco Mundial.

^c Los ingresos fiscales totales corresponden al gobierno general sin incluir las contribuciones a la seguridad social. En los casos de Argentina y Colombia, se toma en cuenta la información a nivel del sector público no financiero (SPNF).

^d No se incluye el valor de las regalías mineras, que no se desagregan de las regalías totales, provenientes en su mayor parte de la explotación de hidrocarburos.

^e Corresponde a los ingresos fiscales por cobre bruto del gobierno central consolidado e incluye tanto los impuestos pagados por CODELCO (Corporación Nacional del Cobre) como los cedentes de la misma transferidos al gobierno.

^f GMP-10: Gran minería privada del cobre, donde se incluyen los ingresos de las diez mayores empresas privadas. Figura como "Tributación Minería Privada" en las cuentas fiscales del país.

^g En los ingresos fiscales de Colombia se incluye la minería del carbón.

Una segunda aproximación al comportamiento efectivo de los regímenes fiscales aplicados sobre la minería en los países de la región puede obtenerse a partir de la ponderación conjunta de las dos variables ya desarrolladas en los párrafos anteriores, lo que equivale a indagar sobre la evolución del ratio entre ingresos fiscales y renta económica derivados de la actividad minera a nivel regional. De esta manera, el hecho de que la mayoría de los países (salvo Argentina, Brasil y Chile) hayan visto reducidos el valor de estos indicadores durante los últimos años no hace más que confirmar la conclusión expresada anteriormente: la participación relativa del Estado (a través de los instrumentos fiscales) sobre las rentas potenciales estimadas para el sector minero se redujo a lo largo de la década, en algunos casos drásticamente. En rasgos generales, la participación fiscal del Estado fue creciente en términos absolutos pero su incremento fue relativamente menor al registrado en la renta económica potencial del sector minero, lo cual pone en evidencia la falta de progresividad de los regímenes fiscales aplicados en los países de la región.

Durante el ciclo alcista de precios de los minerales y previo a la crisis de 2008-2009 el relativamente más acentuado incremento de la renta económica (influido básicamente por el aumento

de precios, costos que aumentaron en menor proporción a los primeros y crecientes volúmenes extraídos) llevó a que los ingresos fiscales medidos como proporción de dicha variable se vieran reducidos de manera marcada en varios países de la región. Esto se evidenció claramente en países como el Estado Plurinacional de Bolivia, Colombia, México y Perú, observándose una convergencia de dichos ratios hacia un rango comprendido entre el 22% y el 31%. En Argentina y Brasil se observa la tendencia inversa, es decir, un aumento de la importancia de los ingresos fiscales en proporción a la renta minera potencial (respecto de los valores registrados en el período 2000-2003), lo cual no deja de ser llamativo puesto lo acotado del monto de recursos recaudados.

Muy distinto es lo que se pudo observar en Chile, donde pueden identificarse dos movimientos diferenciados. Como se mencionó, durante el ciclo alcista de precios la renta potencial minera en Chile se expandió fuertemente, pero el crecimiento registrado en los ingresos fiscales fue relativamente mayor lo que posibilitó que el índice de participación estatal en las rentas generadas por el sector minero (principalmente la producción de cobre) pasará de un promedio acumulado de 12,6% en 2000-2003 a uno de 36,6% en 2005-2008. Allí, a pesar del aporte mayoritario por parte de la empresa estatal CODELCO, tuvo una influencia crucial el desarrollo alcanzado (y la mayor recaudación tributaria aportada) por el conjunto de las diez principales empresas mineras de propiedad privada, lo que se denomina “Gran Minería Privada” (GMP-10). La crisis internacional de 2008-2009 deterioró los resultados alcanzados, los cuales lograron recuperarse en años recientes aunque sin alcanzar los valores máximos de años anteriores, registrándose un ratio promedio de 20,3% para el período 2010-2013 (cuadro 5).

El caso chileno se destaca a nivel regional no sólo por el comparativamente mayor nivel de ingresos fiscales que obtiene a partir de la explotación del cobre. Además, constituye una excepción incluso a nivel internacional donde la norma es la explotación de los recursos a través de concesiones a empresas privadas³⁴. El rol preponderante que desempeña la Corporación Nacional del Cobre (CODELCO), empresa estatal complementada por su par la Empresa Nacional de Minería (ENAMI) en el área de pequeña y mediana minería, se pone de manifiesto al aportar la mayor parte (aunque con una tendencia declinante a lo largo de la década pasada) de los ingresos fiscales que se derivan de las operaciones en el sector. La contribución de CODELCO en comparación con la de la minería privada es aún más significativa si se considera que la empresa estatal es responsable solo por aproximadamente la tercera parte de la producción total de cobre del país (CEPAL, 2013b).

De acuerdo a un relevamiento llevado a cabo por Acquatella *et al.* (2013), en los años previos a la crisis financiera de 2008-2009, los principales países mineros de la región (Estado Plurinacional de Bolivia, Chile, Colombia y Perú) alcanzaron niveles de apropiación de la renta económica del sector cercanos al promedio internacional, de aproximadamente un 33%, para aquellos países con regímenes mineros típicos de concesiones privadas³⁵. En el período más reciente, se observa una merma en dicho indicador producto de la baja más pronunciada en los ingresos fiscales (respecto de la renta económica potencial estimada) y una escasa capacidad de reacción de los regímenes fiscales ante cambios en las condiciones contextuales.

Además, a nivel internacional se observa que la participación estatal en la renta económica estimada del sector de hidrocarburos alcanza niveles de entre el 25% y el 75% en los países exportadores de la región. Esta tendencia se repite a escala internacional y refleja una mayor participación directa del Estado en la producción a través de empresas petroleras públicas y mixtas, así

³⁴ En rigor, también en Bolivia el Estado se beneficia de las rentas extraordinarias de la minería a través de la participación en la producción. Aunque de menor magnitud que en la minería privada, la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL) es una institución estatal autárquica que se beneficia de los ingresos recibidos por concepto de canon de arrendamiento de sus yacimientos.

³⁵ Como aproximación a un promedio internacional se utilizaron datos publicados por *PriceWaterhouseCoopers* (2011) sobre impuestos y regalías pagados por las diez empresas mineras más grandes del mundo, utilidades declaradas y pago de factores (empleados) entre 2005 y 2010. La sumatoria de impuestos pagados, utilidades declaradas y pago de empleados constituye una aproximación a la renta económica del sector. Para estas diez mineras más grandes del mundo, los impuestos pagados como porcentaje de esta renta estimada se mantienen en promedio alrededor del 33% en el período comprendido entre 2005 y 2010.

como el mayor desarrollo relativo que han tenido los regímenes fiscales aplicados a la explotación petrolera en el diseño de instrumentos fiscales y tipos contractuales que aseguran la progresividad de la participación del Estado en la renta del sector.

Más allá de lo anterior, el peso relativo de los ingresos fiscales pagados por el sector minero en la composición del financiamiento de los Estados permite obtener una idea no sólo de su relevancia económica sino del grado de dependencia fiscal respecto de los mismos y, aún más importante, de la vulnerabilidad fiscal de los países frente a los ciclos de precios en la actividad minera.

En el cuadro 5 (tercera columna) puede comprobarse que en el período más reciente, comprendido entre 2010 y 2013, algunos países han logrado recuperar y estabilizar la cuantía del aporte fiscal minero como porcentaje de los ingresos fiscales totales respecto de los valores alcanzados en los años previos a la crisis financiera mundial. Tal es el caso de Perú, donde dicho indicador alcanzó el 10,6% como promedio entre 2005 y 2008 (pariendo del 1,0% en 2000-2003) y se ubicó levemente por debajo en el período más reciente, con un promedio de 7,4% del total de ingresos corrientes del gobierno central. En Estado Plurinacional de Bolivia, el promedio de los ingresos fiscales provenientes de la minería como porcentaje de los ingresos fiscales totales continuó aumentando luego de superada la citada crisis, llegando a un porcentaje del 3,2% en el período 2010-2013.

Por su parte, Chile presenta una tendencia más acentuada. El monto de ingresos fiscales provenientes del sector minero alcanzaba un magro promedio de 4,0% de los ingresos fiscales totales del gobierno en el período 2000-2003, pasando a un notable 27,7% en pleno auge de precios internacionales. A pesar de la comentada caída de estos recursos en términos absolutos, en el período más reciente este país ha mantenido ese grado de dependencia fiscal respecto de la actividad minera en un valor promedio de 15,3%. El resto de los países analizados muestra un comportamiento dispar aunque en todos los casos los ingresos fiscales provenientes del sector minero no constituyen aún una fuente significativa de financiamiento del Estado.

Respecto de la composición de los regímenes fiscales aplicados sobre la actividad minera, y en claro contraste con lo que ocurre en el sector petrolero, en América Latina y el Caribe la diversidad de los instrumentos que los componen es mucho más acotada, siendo el impuesto sobre la renta de las empresas el principal instrumento mediante el cual el Estado participa en las rentas generadas por la explotación minera. Se destacan asimismo los cambios observados en Chile, a partir de la introducción del Impuesto Específico a la Actividad Minera (asimilable a una regalía escalonada), y en Perú, con la incorporación de dos nuevos instrumentos (Impuesto Especial y el Gravamen Especial), que ampliaron la diversidad de sus respectivos regímenes fiscales sobre la actividad minera.

No obstante ello, el impuesto sobre la renta societaria suele aportar la mayor parte de los ingresos fiscales derivados del sector en todos los países analizados salvo por los casos de el Estado Plurinacional de Bolivia y Colombia y Jamaica (véase el cuadro 6), lo que resalta la importancia que tiene para los gobiernos contar con mecanismos independientes e indicadores específicos, mediante los cuales sea posible transparentar la rentabilidad y los costos del sector frente a los ciclos de precios. En general, las empresas mineras extranjeras que operan en la región son transnacionales que disponen de vasta capacidad para aprovechar las debilidades de los marcos institucionales. Al respecto, la existencia de una empresa estatal que pueda servir de “caso testigo” para un mejor seguimiento de los costos y mayor transparencia en estas actividades (donde la asimetría de información entre gobiernos y empresas es siempre una limitante) contribuiría a cubrir parcialmente esta necesidad. El caso de Chile (CODELCO) resulta ilustrativo de esta alternativa.

Cuadro 6
América Latina y el Caribe (países seleccionados): estructura de los ingresos fiscales provenientes del sector de minerales, 2000-2013^a
(En porcentajes del total)

Países	Instrumento	2000-2003	2005-2008	2010-2013
Argentina	Impuesto a la Renta	80,3	85,6	65,1
	Regalías	0,0	0,0	0,0
	Otros ^b	19,7	14,4	34,9
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Impuesto a la Renta	14,5	32,1	48,6
	Regalías	85,5	67,9	51,4
	Otros	0,0	0,0	0,0
Brasil	Impuesto a la Renta	28,5	84,9	79,9
	Regalías	68,3	13,7	18,9
	Otros ^b	3,2	1,4	1,2
Chile	Impuesto a la Renta	43,3	69,8	73,1
	Regalías	0,0	0,0	0,0
	Otros ^b	56,7	30,2	26,9
Colombia	Impuesto a la Renta	45,1	51,5	33,4
	Regalías	54,9	48,5	66,6
	Otros	0,0	0,0	0,0
Jamaica	Impuesto a la Renta	7,7	15,3	17,4
	Regalías	92,3	84,7	82,6
	Otros	0,0	0,0	0,0
México	Impuesto a la Renta	95,7	94,7	87,3
	Regalías	4,3	5,3	12,7
	Otros	0,0	0,0	0,0
Perú	Impuesto a la Renta	100,0	93,4	81,3
	Regalías	0,0	6,6	9,1
	Otros ^b	0,0	0,0	9,6

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información oficial de los países y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

^a Información calculada sobre valores acumulados de los períodos, en moneda nacional a valores corrientes.

^b Con el rótulo “Otros” se hace referencia tanto a instrumentos tributarios como no tributarios según cada país. En Argentina corresponde a los derechos de exportación; en Brasil corresponde a la Tasa Anual por Hectárea (TAH) administrada por la RFB; en Chile comprende los excedentes de CODELCO y los ingresos por la Ley 13.196; y en Perú abarca los ingresos del Impuesto Especial a la Minería y del Gravamen Especial a la Minería.

Adicionalmente, los regímenes fiscales diseñados específicamente para captar una proporción de la renta minera han sido complementados, en la mayoría de los países de la región y al igual que en el sector de hidrocarburos, a través de la aplicación de distintos sistemas de regalías habitualmente basadas en la producción. Como ya fuera desarrollado, debido a las desventajas que esta modalidad presenta en términos de eficiencia económica, algunos países —particularmente Chile y Perú— reaccionaron al auge de precios iniciado en 2003 mediante la introducción del pago de regalías cuya determinación está vinculada a los márgenes operativos de las empresas mineras, buscando asegurar una participación progresiva del Estado en períodos de utilidades extraordinarias.

En la mayoría de los países productores de minerales de América Latina y el Caribe, el peso de los tributos (particularmente del impuesto sobre la renta societaria) es preponderante en la estructura relativa de los ingresos fiscales derivados del sector. Sin embargo, a lo largo de la década pasada este sesgo ha venido descendiendo en varios de estos casos (la excepción es Argentina donde se introdujeron los derechos de exportación y la participación mayoritaria de la tributación sobre la minería se mantuvo por encima del 80%) mostrando, primero, la decisión de introducir sistemas de

regalías como complemento de recaudación fiscal y, segundo, un leve pero sostenido fortalecimiento de estos instrumentos no tributarios aplicados en los países de la región.

Estado Plurinacional de Bolivia y Colombia representan dos casos particulares y se alejan claramente de las prácticas convencionales. En ambos países la participación de los impuestos en el conjunto de ingresos fiscales provenientes del sector minero ha sido históricamente reducida con marcada predominancia de las regalías fijas basadas en el valor bruto de la producción. No obstante, en el caso boliviano se destaca el efecto de la reforma del año 2008 (con la introducción de un Impuesto Adicional sobre las utilidades) que ha permitido elevar la porción tributaria de estos ingresos fiscales hasta superar el 48,6% del total (promedio 2010-2013).

En definitiva, la combinación de instrumentos aplicada a la explotación económica de recursos naturales no renovables (tanto en el sector de hidrocarburos como de minerales) varía visiblemente entre los países de la región. La mayoría de los países siguen manteniendo sistemas tradicionales de regalías y de impuestos sobre la renta que sufren objeciones en el terreno de la neutralidad y la estabilidad. Sólo en el caso de los hidrocarburos, algunos países han avanzado con la introducción de instrumentos más sofisticados (impuestos o regalías escalonadas y distintas variantes de participación estatal en la producción o las utilidades) con la doble finalidad de aprovechar sus ventajas relativas en términos de eficiencia económica e incrementar el margen de apropiación de las rentas generadas en estos sectores por parte del Estado.

La práctica observada a nivel regional, especialmente en el sector minero, hace que la regalía termine siendo un mecanismo para aumentar marginalmente la tasa efectiva del impuesto a la utilidad corporativa que pagan las empresas mineras. En cierta forma, los países han recurrido a introducir estas regalías como una forma de lograr que el sector minero realice un aporte fiscal relativamente mayor al de las empresas de otros sectores económicos, lo que suele justificarse por el hecho de tratarse de la extracción de un recurso natural no renovable que es de propiedad del Estado. En ese sentido, las regalías fijas brindan la posibilidad de asegurar un ingreso mínimo para el financiamiento público con la ventaja de una mayor simplicidad en términos de su administración. En su versión más moderna, cuando se establece un pago mínimo fijo pero su determinación efectiva queda sujeta a la rentabilidad o la utilidad operativa de las empresas privadas, se mantienen dichas ventajas y además se dota a estas regalías de una mayor flexibilidad ante cambios en la ecuación financiera de los proyectos.

La literatura reciente ha sido insistente en recomendar la introducción de instrumentos basados en alguna idea aproximada de la “renta económica pura” derivada de la explotación de los recursos naturales no renovables, argumentando que los mismos no sólo son más eficientes y estables sino que permitirían elevar las tasas efectivas de participación estatal en la rentas económicas de cada sector con una mejor reacción fiscal ante ciclos de precios elevados como el experimentado en gran parte de la década pasada. Sin embargo, el hecho de que estos instrumentos exijan un mayor conocimiento de las características específicas de la actividad (no sólo los ingresos y los costos reales de las empresas sino además los riesgos implícitos para ponderar las tasas de retorno adecuadas), requiriéndose un nivel de desarrollo institucional que no siempre está presente en todos los países especializados en la producción minera, ha limitado su introducción masiva en los regímenes fiscales vigentes, más aún en períodos de estrechez financiera del Estado.

Además, el cambio de contexto internacional y la mayor incertidumbre acerca del retorno a un nivel de precios elevados en el mediano plazo impone desafíos adicionales, especialmente en aquellos países que muestran un elevado grado de dependencia fiscal respecto a la explotación de sus recursos naturales no renovables. En ese sentido es importante señalar que, dada la necesidad que muestran todos los países de la región en materia de inversiones privadas para alcanzar un mayor desarrollo de sus industrias extractivas, un período de precios internacionales bajos se traduciría en una reducción del poder de negociación del Estado para establecer regímenes fiscales que protejan sus propios intereses más allá de la rentabilidad económica de los proyectos. Todo esto sin contar las usuales implicancias sociales, económicas y ambientales que se vinculan a las industrias extractivas y que hacen que la economía política sea singularmente complejo en este ámbito.

III. La distribución regional de los recursos y la protección del medio ambiente

Como ya ha sido señalado, el auge de precios internacionales de los productos primarios iniciado hacia 2003 brindó un contexto muy favorable para que los países productores de hidrocarburos y minerales de América Latina pudieran conducir sendos procesos sostenidos de crecimiento económico durante la década pasada. En la mayoría de los casos, estos países introdujeron reformas fiscales y se adaptaron a esa coyuntura con el fin de beneficiarse con mayores ingresos fiscales obtenidos a partir de la explotación de sus recursos naturales no renovables.

Sin embargo, en los últimos años se ha observado un fuerte aumento concomitante en los costos vinculados a estas actividades; esto no solo comprende la dimensión económica y financiera de las mismas sino también los riesgos ambientales, los cuales se han acrecentado y acentuado en los últimos años y, en varios casos, han desembocado en conflictos que comprometieron las ganancias potenciales.

Es sabido que las actividades extractivas tales como la extracción de hidrocarburos y la minería a gran escala producen habitualmente impactos ambientales que constituyen una forma de externalidad negativa³⁶ y afectan especialmente a las comunidades que habitan las áreas a explotar o afectadas por dichas actividades directa o indirectamente. En particular, se destacan los efectos negativos derivados del uso o la contaminación de los recursos naturales (aguas, tierra, aire, paisajes) así como el desplazamiento forzado de comunidades, lo que ha generado recurrentes tensiones entre las empresas productoras y el Estado (aunque se reconoce la participación recurrente, en primera instancia, de organizaciones sin fines de lucro orientadas a la protección del medio ambiente y a la defensa de los derechos humanos de los pueblos originarios).

³⁶ Fue Pigou (1920) el economista pionero en la materia, quien introdujo el concepto de “economías externas” o “externalidades” para definir a las relaciones entre unidades económicas (personas o empresas) que no se traducen a través de los mecanismos formales del mercado. Se dice que existe una externalidad negativa cuando los efectos derivados de las acciones de un agente económico afectan a otros agentes, o bien a la sociedad en general, y los mismos no se reflejan de manera explícita en el sistema de precios. En el caso de la contaminación ambiental, las decisiones de los agentes económicos no tienen en cuenta el daño que provocan al medio ambiente (no lo “internalizan” en su restricción presupuestaria) y terminan produciendo un nivel de contaminación por encima del óptimo social. Dado que las propias fuerzas del mercado conducen a un exceso de oferta, esto brinda argumentos para justificar algún tipo de intervención por parte del Estado.

A su vez, la relativamente mayor incidencia de estos impactos ambientales en las jurisdicciones donde se ubican los proyectos de explotación requiere de algún mecanismo de compensación económica para las comunidades afectadas. Esto influye —y también puede dar lugar a conflictos entre niveles de gobierno— en la forma de distribución y asignación específica de los recursos fiscales provenientes de estas actividades entre el gobierno central y las autoridades locales.

Por lo tanto, a la luz de estas consideraciones, resulta necesario analizar cuáles son las opciones disponibles en materia de política fiscal, con que cuentan los países de la región, para lograr que el objetivo fundamental de maximizar los ingresos fiscales provenientes de la explotación de recursos naturales no renovables resulte compatible con un aprovechamiento respetuoso del medio ambiente, permitiendo eventualmente una cierta corrección de las externalidades ambientales provocadas, junto con una distribución regional equitativa de las rentas generadas en estas actividades, teniendo en cuenta la magnitud específica de dichos efectos.

Vale aclarar que, si bien la tendencia dominante en las políticas fiscales ambientales ha sido la de avanzar en la introducción apropiada de impuestos o subsidios sobre el consumo de productos derivados (combustibles principalmente), en los párrafos siguientes se hará referencia exclusiva a aquellos instrumentos fiscales aplicados sobre la producción (exploración y explotación) o sobre el uso efectivo de los recursos naturales, los cuales suelen estar orientados a modificar el costo de oportunidad de su utilización para que su explotación alcance un nivel óptimo contribuyendo a reducir las mencionadas externalidades ambientales negativas.

A. El reparto y la asignación de los ingresos fiscales entre jurisdicciones

En el tratamiento de las implicancias fiscales de la explotación de recursos naturales no renovables resulta casi ineludible referirse a las distintas cuestiones vinculadas a la distribución territorial y sectorial de los ingresos fiscales obtenidos a partir de estas actividades, las que generalmente se encuentran plasmadas en sendos marcos normativos que han ido evolucionando a lo largo del tiempo. Puesta en evidencia la magnitud de los ingresos fiscales involucrados en los países productores de América Latina, analizar la forma en la cual cada país reparte esta masa de recursos adquiere una relevancia trascendental dando lugar a recurrentes conflictos entre diferentes niveles de gobierno.

En la literatura especializada que trata sobre la asignación de las rentas extractivas entre niveles de gobierno (Ahmad y Mottu, 2003; McLure, 2003; McKenzie, 2006) pueden encontrarse una serie de argumentos técnicos a favor de la centralización de las potestades tributarias (y, por defecto, contrarios a su asignación a los gobiernos subnacionales), los cuales se relacionan con aspectos de eficiencia económica y correspondencia fiscal (*accountability*), equidad distributiva, y estabilización macroeconómica (Brosio y Jiménez, 2012).

Por ejemplo, en relación con la volatilidad e inestabilidad de los ingresos fiscales provenientes de recursos naturales no renovables suele enfatizarse que el gobierno central está mejor equipado para hacer frente a fluctuaciones en los ingresos, considerando su acceso a una gama más amplia de instrumentos impositivos y financieros. Esta mayor “holgura” le permite no tener que recurrir a recortes abruptos en los gastos como si lo harían los gobiernos subnacionales, incluso poniendo en riesgo la provisión de bienes y servicios básicos. Más aun, en aquellas fases donde los precios de los recursos permitan la obtención de utilidades extraordinarias, las jurisdicciones podrían verse inundadas de dinero que no podrían gastar eficientemente, o podrían contraer compromisos de gasto que no podrían sostener en el largo plazo.

Las fluctuaciones de precios hacen de los recursos no renovables una fuente volátil de ingresos por lo que financiar gastos permanentes con este tipo de ingresos representa un riesgo muy grande para el cual los gobiernos subnacionales no siempre se encuentran adecuadamente preparados. Sin embargo, este argumento puede perder fuerza cuando la renta se utiliza para inversión, o servicio de la

deuda, lo que a su vez depende del tamaño de la renta y su distribución regional: una región pequeña no puede incurrir en un enorme gasto de inversión, pero una región grande puede hacerlo. Las regiones de mayor tamaño podrían en principio resolver el problema tan bien como el gobierno central, a través del desarrollo de instituciones financieras sofisticadas, lo suficientemente especializadas como para administrar el riesgo con una capacidad no inferior a la del gobierno central, como es el caso de algunas grandes ciudades o gobiernos intermedios de América Latina.

Además, desde la teoría normativa del federalismo fiscal se sugiere que los tributos subnacionales deben basarse esencialmente en bases no móviles con una importante dosis de sustento en el principio del beneficio, de forma que los electores adviertan con nitidez el costo de oportunidad de sus demandas por bienes públicos en la respectiva jurisdicción. Si los gobiernos subnacionales cuentan con otros recursos tributarios asignados, las regiones ricas poseedoras de hidrocarburos y minerales tendrían muy poco incentivo a explotar esas otras bases tributarias, lo cual podría derivar en reasignaciones espaciales ineficientes de los factores de la producción.

Es decir que la presencia de un yacimiento productivo en una determinada región provocaría el menor pago de impuestos para un determinado nivel de provisión de bienes públicos, o bien una mayor provisión o un aumento en la calidad de estos bienes, lo que, bajo ciertos supuestos como homogeneidad en las preferencias y habilidades de los individuos y perfecta movilidad de factores³⁷, podría generar incentivos para que exista migración hacia la región que ostenta la producción de recursos naturales. La magnitud de la pérdida de eficiencia, dependerá de la elasticidad de migración, la que a su vez depende de factores regionales específicos. No obstante, como se sugiere en Brosio y Jiménez (2012), en América Latina los recursos naturales se encuentran localizados (muchas veces) en áreas remotas y a veces inhóspitas, lo que sugiere un bajo valor para esta elasticidad y por lo tanto una importancia más bien reducida de este argumento, aun sin considerar que se construye en base a supuestos algo restrictivos.

De acuerdo a McKenzie (2006), existen varias formas de solucionar este problema tales como (i) centralizar la recaudación de la renta de recursos en el gobierno nacional para luego financiar los bienes públicos y servicios que benefician a todos los ciudadanos del país independientemente del estado en que residen, (ii) centralizar la recaudación de ingresos fiscales y luego distribuirla igualitariamente per cápita entre todos los gobiernos subnacionales a través de un sistema de las transferencias intergubernamentales, o (iii) instrumentar un sistema de igualación que busque nivelar la capacidad fiscal y los beneficios fiscales netos para cada uno de las jurisdicciones. Independientemente del enfoque adoptado, la posibilidad de una migración inducida por la vía fiscal y asociada con el acceso desigual de los gobiernos subnacionales a las rentas extractivas provee un fuerte argumento a favor de la centralización de la tributación sobre recursos naturales.

Una aproximación conceptual que puede echar luz al debate sobre como asignar y distribuir ingresos provenientes de recursos naturales no renovables es aquella relacionada con la teoría de los precios de los factores (Scott, 1975). La producción envuelve tanto actividades de exploración como actividades de explotación, las cuales conllevan costos que serán descontados de los ingresos provenientes de la venta de los recursos, existiendo la posibilidad de que quede una renta como remanente, que puede ser apropiada —completa o parcialmente— por el dueño del recurso o por el respectivo gobierno si utiliza su poder soberano para extraerla. Los costos, por su parte, consisten en las remuneraciones a todos los factores utilizados en la producción, incluidas las primas por riesgo del costo de capital. Si los servicios que provee el gobierno contribuyen efectivamente a la producción, entonces deberán considerarse como factores de producción adicionales, o como insumos. Ejemplos de esto pueden ser carreteras, comunicaciones, educación y salud para los empleados de los yacimientos y sus familias. Es decir, todo lo que la firma productora debería proveer en caso de que el gobierno no lo hiciera. De esta forma los gobiernos tienen la facultad de apropiarse de toda o una porción de la renta no solo por un derecho soberano sino que también porque son socios en la producción.

³⁷ Asumiendo también que la renta es apropiada por la región productora.

Sin embargo, calcular los costos no es fácil, ya que surgen dificultades de la corta duración de la explotación de los recursos naturales. Primero está el problema del agotamiento. Cuando sucede esto, la infraestructura específica construida por el gobierno para la producción, deja de tener valor, pasando a ser solo un costo hundido. El segundo problema se relaciona con la infraestructura general, como escuelas y centros de salud, y se deriva del éxodo que ocurre cuando los recursos se han agotado; los trabajadores migran junto con sus familias hacia otras áreas. Estos trabajadores dejan de contribuir a la demanda y el financiamiento de bienes públicos. Moviéndose de lugar, crean nuevos costos para los gobiernos de destino a través de su demanda por servicios y nueva o mayor infraestructura mientras que el resto de la población no se hará responsable por asumir estos costos.

La conclusión es que aun cuando el costo de esta infraestructura no forme parte de la renta, tiene que ser añadido a otros costos y ser financiado por el nivel de gobierno que suministró los servicios e incurrió en sus costos. Mientras mayor es el nivel y el tamaño del área de gobierno proveedora, más fácil resulta el refinanciamiento de estos costos, porque la compensación entre áreas migratorias e inmigratorias sería más fácil y es más probable encontrar usos alternativos de la infraestructura. Esta aproximación cobra especial interés cuando la explotación de los recursos naturales implica una degradación del medioambiente en la medida en que, como se desarrollará más adelante, requiere coordinar el nivel que fija y monitorea los estándares ambientales con aquel que recibe parte de la renta.

En lo que respecta a la equidad, las asimetrías en los ingresos regionales pueden atenuarse con menor complejidad (mediante transferencias de nivelación) a través del gobierno central que explote el rendimiento fiscal del recurso no renovable. A su vez, el reconocimiento de potestades tributarias a los gobiernos subnacionales debe coincidir con fuentes que resulten mayormente uniformes en su distribución espacial ya que, cuando la asimetría se plantea de forma extrema —como es el caso de disponer o no de yacimientos de recursos no renovables en el subsuelo—, la posibilidad de nivelación regional se torna extremadamente dificultosa de perseguir. Por último, el potencial e inevitable agotamiento de estos recursos naturales habrá de generar en un futuro un cambio importante en las posibilidades de financiamiento de gobiernos inicialmente ricos, que muy probablemente habrán de plantear la necesidad de asistencia federal una vez desaparecido el recurso. Conductas estratégicas de los gobiernos subnacionales ricos en hidrocarburos y minerales podrían implicar en el largo plazo un comportamiento (*moral hazard*) que termina perjudicando al bienestar general y lesionar enormemente la equidad interjurisdiccional.

Sin embargo, cuando se consideran los aspectos políticos y legales que hacen a este tipo de actividades económicas, el control exclusivo del gobierno central puede no ser completamente deseable y puede brindar algún rol a los gobiernos subnacionales en el área de la tributación sobre recursos naturales. Por un lado, la presión política ha sido motora de actitudes separatistas de muchos gobiernos regionales productores de hidrocarburos en el mundo, inclusive en países latinoamericanos. Diferencias culturales y étnicas entre pueblos de un mismo país, como sucede por ejemplo en la Federación Rusa, constituyen factores de peso a la hora de reconocer participaciones mayores de los gobiernos subnacionales o de las repúblicas constitutivas de la federación, en la explotación fiscal del recurso no renovable.

Otro de los argumentos a favor de la asignación de la renta a los gobiernos sub-nacionales es de carácter patrimonial: los recursos naturales suelen ser patrimonio de la región y, a diferencia de otros recursos patrimoniales, son agotables. O bien, como diría McLure (2003): “los gobiernos sub-nacionales argumentan fuertemente que ellos tienen el derecho de convertir los recursos naturales no renovables existentes dentro de sus fronteras en capital financiero, convertir el petróleo en el subsuelo en plata en el banco”.

Asimismo, el interés político por asumir el poder de explotación del recurso no renovable, puede encontrarse en la diferencia que existe para los gobernantes de turno entre el asumir el costo político de establecer tributos a los ciudadanos electores para financiar el gasto público o privado presente, y la alternativa —sin tales costos políticos— de ejercer la potestad regalística como fuente de financiamiento. El consumir el capital que yace en el subsuelo, sin embargo, puede implicar hacia

las generaciones futuras costos en bienestar y conflictos regionales, si la aplicación de los recursos que generan las regalías no asegura un sendero de sustentabilidad fiscal. Y ello dependerá muy crucialmente del destino que la generación presente le otorgue a tales recursos.

Cuando se combinan las recomendaciones de la teoría (que como casi todo el herramental conceptual del federalismo fiscal tradicional está basado en consideraciones normativas) con las experiencias de los países, surgen como resultado dos direcciones de política. Estas direcciones se basan principalmente en, por un lado, que la región productora debe llevarse una parte de la renta aunque sea como desembolso de costo³⁸ y, por otro lado, en que el gobierno central tiene los mejores instrumentos para gravar estos recursos. No obstante, estas direcciones de política no dan una respuesta acabada sobre cuál debiera ser la asignación vertical (entre diferentes niveles de gobierno) de estas potestades y recursos; ni cuál debiera ser la horizontal (entre diferentes jurisdicciones del mismo nivel de gobierno); ni si los gobiernos subnacionales debieran gravar o no estos sectores y de qué manera.

Más allá de estas preguntas abiertas de tipo conceptual, la experiencia en la asignación y distribución de estos ingresos ha sido diversa a nivel mundial y regional y puede agruparse en los siguientes grupos de instrumentos: la separación de impuestos; la concurrencia de impuestos; la coparticipación de ingresos y, como ya fuera planteado, un sistemas de transferencias intergubernamentales.

La primera corresponde al reparto de las bases imponibles de manera de asignar distintas bases imponibles para los diferentes niveles de gobierno, a través del otorgamiento de regalías a los gobiernos sub-nacionales y la recaudación del impuesto a la renta por parte del gobierno central³⁹. Si bien este mecanismo goza de transparencia y es explícito, no resuelve la competencia entre los distintos niveles de gobierno por la renta.

Por su parte, la concurrencia de impuestos es el mecanismo a través del cual una misma base imponible es compartida por más de de un nivel de gobierno, sistema cuyo uso es extensivo⁴⁰. Este sistema logra un buen desempeño en aras del principio de correspondencia fiscal y el reconocimiento de un margen de autonomía a los gobiernos subnacionales. Evita la necesidad de establecer acuerdos de distribución de un fondo común que siempre acarrea problemas de coordinación financiera y negociaciones periódicas, que de acuerdo con la experiencia internacional introducen ingredientes de inestabilidad política adicional a la natural volatilidad del precio del petróleo en la proyección de los recursos fiscales de los gobiernos (Piffano, 2004). No obstante, este mecanismo muestra un par de desventajas ya que puede llevar a la tributación excesiva y tampoco aprovecha la posible existencia de ventajas comparativas en la administración de impuestos.

La existencia de los aspectos políticos y constitucionales mencionados ha llevado a que muchos países adopten una suerte de solución intermedia, reservando el gobierno central poder regulatorio sobre la explotación del recurso, al tiempo del reconocimiento del cobro de regalías petroleras o de participaciones en el rendimiento fiscal a los gobiernos subnacionales con dominio reconocido o compartido sobre el recurso. Este tipo de sistemas de coparticipación combina las ventajas de la centralización con un reconocimiento parcial para el gobierno subnacional por la explotación de un recurso natural ubicado en su subsuelo.

Sin embargo, el sistema de concurrencia y el de coparticipación acarrear el problema político de tener que delimitar los respectivos espacios tributarios de los gobiernos central y subnacionales. Cualquiera fuera la solución —incluso con poderes tributarios separados—, algún acuerdo de prorrateo del rendimiento potencial a obtener de la explotación fiscal del recursos natural no renovable habrá de tener que acordarse entre ambos niveles de gobierno.

³⁸ Lo que la Constitución brasilera denomina “carácter indemnizatorio”.

³⁹ Un ejemplo de este tipo de mecanismo de asignación y distribución se da en Brasil, donde las regalías solo van a estados y municipios.

⁴⁰ Ejemplos de esto son Argentina, en cuyo caso existen regalías provinciales y un impuesto federal sobre las exportaciones, Bolivia en donde se tributan regalías provinciales y una regalía al gobierno central (IDH) y Canada, que cobra un impuesto a la renta sobre las sociedades a nivel federal y provincial.

Finalmente, la mayor participación de las regiones productoras en las rentas extractivas, fundamentada como compensación por la pérdida de capital natural en el subsuelo a causa de la explotación de un recurso no renovable, admite dos observaciones.

Primero, la asignación de mayores recursos o potestades fiscales a estas regiones debería responder a estimaciones confiables y periódicas sobre los costos ambientales y sociales derivados de las actividades extractivas así como al costo de las inversiones requeridas para dinamizar otros sectores económicos que generen en el futuro una renta equivalente al valor del capital natural extraído, mismo de aquellas necesarias para cerrar brechas de pobreza o de infraestructura.

Segundo, en virtud de este tratamiento diferenciado algún mecanismo de compensación dirigido a regiones no petroleras tendría que preverse. En general, existen dos sistemas principales para efectuar dicha compensación. Uno corresponde a un sistema de compensación específico (*tax sharing*), el cual sólo se financia mediante los ingresos provenientes de recursos naturales y no considera otras fuentes de ingresos⁴¹. En estos sistemas se reserva un porcentaje del ingreso nacional total, proveniente de los recursos naturales, a aquellas jurisdicciones que produzcan poco o simplemente no produzcan recursos naturales no renovables, para distribuirlos de acuerdo a la diferencia de su ingreso proveniente de recursos naturales respecto de la media nacional u otros indicadores respecto de su necesidad o su capacidad de renta.

El impacto compensatorio de estos mecanismos deriva de la participación relativa de ingresos provenientes de recursos naturales entregados a las provincias productoras y no productoras y su participación relativa en la población total. La efectividad de estos sistemas se ve amenazada por la no consideración de las fuentes de ingresos que nada tienen que ver con los recursos naturales. En consecuencia, un departamento con altos ingresos impositivos provenientes de otras actividades, puede recibir la misma cantidad de recursos que un departamento pobre, si la diferencia entre los ingresos de recursos naturales y la media nacional es la misma en ambos departamentos. Sin embargo, una gran ventaja de estos sistemas es que el monto total a ser redistribuido está restringido a ingresos provenientes de recursos naturales, y de esta forma no afectan otros ingresos del gobierno, lo que marca una gran diferencia del otro sistema comúnmente utilizado, el sistema general de compensación.

Los sistemas generales de compensación (*revenue sharing*), cuya presencia es nula en América Latina pero sí existen en países como Canadá⁴², incluyen al conjunto de recursos provenientes de todos los ingresos del gobierno central. Estos sistemas consisten en subvenciones financiadas a través de todas las fuentes de ingreso y, en principio, podrían compensar completamente por la “caprichosa” distribución geográfica de los recursos naturales. No obstante, cuando estos se encuentran muy concentrados, la compensación completa no es sustentable, ya sea porque impone una restricción excesiva en los recursos del gobierno central o bien conlleva una reversión severa de las participaciones sub-nacionales acordadas con anterioridad a la compensación, haciéndola políticamente inaceptable.

Con sistemas sin límites superiores al desembolso del gobierno federal, las finanzas de este pueden verse seriamente comprometidas cuando se requiere que el sistema compense enormes desigualdades en los ingresos. Por ejemplo, si un alza sustancial en el precio de los recursos naturales explotados en el país, provocara que la diferencia entre las provincias ricas y pobres se incrementara, el gobierno central tendría que hacer un desembolso mayor para la compensación. Si el alza de los precios es extremadamente grande, podría darse que incluso tengan que existir transferencias hacia provincias de altos ingresos. Si se introdujeran modificaciones orientadas a combatir esto, como por ejemplo, la imposición de límites superiores al monto total entregado por el sistema de compensación, la exclusión

⁴¹ Como se hace en Colombia a través del Fondo Nacional de Regalías (FNR).

⁴² Con fines de compensar el efecto de empobrecimiento de regiones vecinas (*beggar-the-neighbor*) y reducir las disparidades de las capacidades tributarias propias entre provincias, la Constitución de Canadá, junto al reconocimiento de la propiedad provincial del recurso, establece el principio de igualación o nivelación de capacidades tributarias.

de parte de aquellas bases imponibles con mayor volatilidad en los precios, o la exclusión de aquellas provincias con una base imponible no relacionada con recursos naturales mayor a la de la media nacional, puede producirse una reducción significativa del impacto compensatorio de este mecanismo.

En la práctica, y al igual que en la configuración de los respectivos regímenes fiscales aplicados, los países latinoamericanos muestran una amplia variedad de soluciones al momento de distribuir las rentas provenientes de recursos naturales, que se asocian a diferentes arreglos intergubernamentales que abarcan desde las federaciones clásicas como Argentina y Brasil hasta los estados unitarios típicos como Chile y Ecuador. A pesar de esta heterogeneidad, vinculada a las trayectorias históricas y procesos sociales y políticos específicos de cada país, en un reciente informe de la CEPAL (2014) se lograron identificar tres tendencias generales en lo que respecta a la distribución regional de estos recursos que vale la pena señalar:

- Se observa una asignación excluyente o preferencial de los recursos fiscales que proceden de las rentas extractivas a las regiones o localidades productoras respecto de las no productoras, con cierta escasez de mecanismos de compensación para asignar también recursos a estas últimas (véase el cuadro 7). En América Latina, las desigualdades creadas por la asignación de las rentas extractivas son parcialmente corregidas expandiendo el acceso a las mismas hacia las áreas no productoras a través de sistemas de distribución de impuestos de recursos naturales tal como se da en el Estado Plurinacional de Bolivia, Colombia o Venezuela. Aquí generalmente los argumentos de tipo político, normativo y legal prevalecen sobre los criterios técnicos (ambiental, económico y social).
- Existe una propensión a gastar los recursos en el presente, con una débil apuesta por su gestión financiera mediante fondos para fines de ahorro o estabilización o de equidad intergeneracional, si bien estos mecanismos se multiplicaron en época reciente a nivel regional⁴³. En la mayoría de los países aún prima la idea de que es necesario usar en el presente la renta extractiva en: i) atención a problemas de pobreza; ii) inversión en infraestructura social, y iii) mantenimiento de altos niveles de reservas internacionales.
- En cuanto a los instrumentos utilizados para captar las rentas extractivas, se advierte la prevalencia de las regalías sobre los impuestos —que fundamentalmente dependen del valor de producción— como base de la asignación de una parte de la renta extractiva a los gobiernos subnacionales. Los casos de el Estado Plurinacional de Bolivia (con la distribución del IDH en hidrocarburos) y del Perú con el “canon minero y gasífero”, a través del cual los gobiernos subnacionales participan del 50% de los ingresos por concepto de impuesto a la renta que pagan las empresas productoras, constituyen dos ejemplos paradigmáticos que se apartan de la tendencia señalada a nivel regional.

⁴³ Existen actualmente 9 instrumentos de este tipo en los siguientes países de la región: Brasil, Chile (2), Colombia, México, Panamá, Perú, Trinidad y Tabago y Venezuela (República Bolivariana de).

Cuadro 7
América Latina y el Caribe (10 países): marcos legales que rigen la distribución
y asignación de ingresos fiscales derivados de los sectores de hidrocarburos y minerales

Países	Sector	Ingresos distribuidos	Determinación de los ingresos	Distribución a regiones productoras	Mecanismo de compensación a otras regiones
Argentina	Hidrocarburos	Regalías	12% valor de producción	Sí (recaudan las provincias)	No
	Minería	Regalías	1% a 3% valor de producción	Sí (recaudan las provincias)	No
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Hidrocarburos	Regalías e IDH	18% y 32% valor de producción	Sí	Sí
	Minería	Regalías	1% a 7% valor bruto de venta	Sí	No
Brasil	Hidrocarburos	Regalías	10% valor de producción	Sí	No
	Minería	Regalías (CFEM) ^a	0,2% a 3% valor de ventas netas	Sí	No
Chile	Minería	Patente e impuesto a las ventas (cobre)	0,5% a 5% de las ventas	No	No
Colombia	Hidrocarburos	Regalías	5% a 25% valor de producción	Sí	Sí
	Minería	Regalías	1% a 12% valor en boca de mina	Sí	Sí
Ecuador	Hidrocarburos	Regalías	12,5% a 18% valor de producción; tasa US\$ 1 por barril en Amazonia	Sí (mínimo)	No
	Minería	Regalías	3% valor de producción	Sí	No
México	Hidrocarburos	Todos los ingresos fiscales		Sí	Sí ^b
	Minería	Todos los ingresos fiscales		Sí ^c	No
Perú	Hidrocarburos	Regalías, Fondo de Desarrollo Económico del proyecto Camisea (Focam) e impuesto a la renta (canon petrolero y canon gasífero) ^d	Regalías: 5% a 37% valor de producción; FOCAM: 25% regalías gasíferas de algunos pozos determinados; Canon petrolero: 50% regalías pagadas; Canon gasífero: 50% ISR empresas privadas más 50% regalías	Sí	No
	Minería	Regalías, derechos de vigencia de minas e impuesto a la renta (canon minero) ^d	Regalías: 1% a 3% de las ventas brutas; Derechos de vigencia: USD 3 por hectárea; Canon minero: 50% ISR empresas mineras	Sí	No
Trinidad y Tabago	Hidrocarburos		12,5% valor de producción	No	No
Venezuela (República Bolivariana de)	Hidrocarburos	Regalías y un porcentaje del presupuesto nacional	20% a 30% valor de producción	Sí (mínimo)	Sí

Fuente: CEPAL (2014); “Pactos para la igualdad: Hacia un futuro sostenible. Trigésimo quinto período de sesiones de la CEPAL”.

^a Compensación Financiera por Explotación de Minerales.

^b Acceso a recursos fiscales a través de la Ley de Coordinación Fiscal.

^c Incluye tanto a los estados como a los municipios.

^d La distribución de los fondos del canon minero, gasífero y petrolero comprende: 10% para las municipalidades distritales donde se encuentra la concesión, 25% para las municipalidades de las provincias donde se encuentra la concesión, 40% para las municipalidades de los departamentos donde se encuentra la concesión y 25% para los gobiernos regionales donde se explota el recurso natural, de los cuales un 20% de esta porción se transfiere a las universidades nacionales de su jurisdicción (Del Valle, 2013).

Asimismo, también se han encontrado ciertas regularidades en cuanto a la utilización de los recursos distribuidos a los gobiernos subnacionales (CEPAL, 2014), a saber:

- Restricción en el uso de los ingresos distribuidos a los gobiernos subnacionales con fines de gasto de capital y no de gasto corriente, lo cual generalmente está establecido mediante disposiciones específicas en la legislación vigente (Brasil, Colombia, Ecuador y Perú). Incluso en algunos casos se explicita en la legislación los sectores específicos a donde se destinan los recursos descentralizados.
- Creciente interés en la asignación directa de una parte de los ingresos provenientes de la renta extractiva a poblaciones en situación de vulnerabilidad (pobres, indígenas, adultos mayores y escolares, entre otras) a través de programas de transferencias directas en efectivo, condicionadas o no condicionadas. Estado Plurinacional de Bolivia, Colombia y Ecuador han avanzado en esa línea.
- Inexistencia de legislación sobre la evaluación de los impactos que genera la distribución de los recursos provenientes de la renta extractiva. El supuesto subyacente es que esos recursos asignados a territorios específicos tendrán un impacto positivo sobre la calidad de vida presente y futura de sus poblaciones. Aunque se han realizado evaluaciones puntuales desde instituciones tales como universidades, centros de investigación, empresas consultoras y medios periodísticos, ningún gobierno dispone hoy en día de la capacidad institucional necesaria para realizar ese monitoreo de manera sistemática.

Un aspecto que no suele aparecer, salvo contados casos, entre las prioridades de utilización de los recursos fiscales provenientes de industrias extractivas está dado por la protección del medio ambiente. Seguidamente se explorará la potencialidad de vinculación entre las políticas de descentralización fiscal y de protección ambiental a partir de instrumentos tributarios aplicados sobre la producción de hidrocarburos y minerales.

B. Interacciones entre la descentralización fiscal y la protección ambiental

Como ya ha sido planteado en párrafos anteriores, tan importante como la adecuada captación de ingresos fiscales provenientes de las industrias extractivas es la cuestión de cómo se asignan potestades y/o se distribuyen dichos recursos entre las diferentes jurisdicciones de un país. Esto encuentra justificativos en la gran concentración geográfica de los yacimientos de hidrocarburos y minerales, los que frecuentemente se ubican en zonas escasamente pobladas y, consecuentemente, con menor peso político. Dado que estas características pueden amplificar disparidades regionales preexistentes, los gobiernos centrales deben procurar un equilibrio de intereses a fin de conducir un desarrollo equitativo y general.

Sin embargo, las jurisdicciones “favorecidas” con la existencia de recursos naturales no renovables dentro de su territorio —en virtud de lo cual se beneficiarían directamente a partir de su explotación económica—, son también las regiones donde más explícitos se hacen los efectos nocivos que dichas actividades causan sobre el medio ambiente. Es por tal razón que la distribución de los ingresos fiscales debe contemplar, asimismo, las diferentes circunstancias regionales con un tratamiento global que no pierda de vista tanto las necesidades de financiamiento como la protección ambiental en los respectivos gobiernos subnacionales.

Afortunadamente, existe hoy un creciente grado de conciencia política y preocupación pública por los efectos directos de la explotación económica de los mismos sobre el medio ambiente y la calidad de vida de los habitantes. Generalmente, esto confronta con el interés nacional por la captación de recursos fiscales. Así, el marco institucional debería apuntar a combinar la acción del gobierno

central en la exploración y la explotación de estos recursos con la orientada a la protección del medio ambiente, especialmente cuando se observa una participación local.

Si bien la política ambiental suele estar mayormente centralizada, siendo el gobierno central el encargado de establecer y aplicar los estándares, la adecuación y aplicación debe ser promovida (si no garantizada) por mecanismos de participación popular sobre los nuevos proyectos y la presentación a las comunidades locales de la evaluación del impacto ambiental. En ese sentido, el reparto de la renta entre el gobierno central y los gobiernos subnacionales (incluso las comunidades locales, en algunos países) debería facilitar el logro de acuerdos y promover niveles eficientes de protección ambiental.

En el tratamiento de las externalidades ambientales, los efectos producidos por uno o un grupo de agentes económicos pueden perjudicar no sólo a otros agentes de una determinada zona geográfica sino que pueden incidir negativamente sobre aquellos individuos y empresas ubicadas en otras jurisdicciones, ya sea del mismo país o de países distintos. Asimismo, las soluciones adoptadas por los gobiernos, especialmente las de índole económica como la tributación ambiental, deben ser diseñadas en función de las restricciones que imponen los límites geográficos de cada jurisdicción en la cual se genera alguna externalidad así como en aquellas donde se perciben sus efectos. Los responsables políticos de una jurisdicción generalmente poseen pocos incentivos para preocuparse por los costos que sus acciones imponen a sus vecinos. Esto da lugar a consideraciones acerca de la necesaria coordinación interjurisdiccional en lo que respecta a la tributación relacionada con el medio ambiente.

Por un lado, debe prestarse atención a la cuestión de las funciones de gestión ambiental de los diferentes niveles de gobierno de un mismo país. Aunque algunos conceptos también sean aplicables a estados unitarios, este aspecto es especialmente importante en los países con sistemas federales de gobierno, en los cuales las jurisdicciones inferiores de gobierno tienen facultades propias para la aplicación de tributos, lo que ha generado una vasta literatura en torno al denominado “federalismo ambiental” (Oates, 2001).

Ya sea para el diseño y establecimiento de instrumentos, así como para su aplicación y seguimiento de control, la asignación de responsabilidades más adecuada entre diferentes niveles de gobierno puede variar en función de la magnitud y el alcance de la externalidad ambiental. Así, por ejemplo, las emisiones gaseosas derivadas de la actividad industrial requieren generalmente un enfoque a nivel nacional (quizás también a nivel global) puesto que su incidencia, al menos en términos del cambio climático, traspasa los márgenes de la localización precisa donde se genera el problema. En cambio, para atender externalidades negativas como la congestión vehicular en las ciudades más pobladas puede resultar más apropiado y eficiente aplicar instrumentos correctivos a nivel local donde se tiene más conocimiento específico de los orígenes y consecuencias de estos problemas y, en consecuencia, la política ambiental puede adaptarse mejor de acuerdo a las posibilidades y necesidades de cada jurisdicción.

Varios críticos a este enfoque han señalado que el federalismo ambiental no contempla el hecho de que los gobiernos locales suelen competir por la radicación de nuevas empresas dentro de sus límites geográficos debido a las externalidades positivas que esto les genera (empleos, servicios, mayor actividad económica). En ese sentido, si se descentralizan las funciones de regulación sobre el medio ambiente podría generarse una estrategia de “competencia a la baja” (“*race to the bottom*”), en la cual los gobernantes locales tendieran a flexibilizar las exigencias y los estándares en materia ambiental para reducir los costos fijos de empresas nuevas y las ya existentes.

Más allá de que la evidencia histórica no es conclusiva acerca de la existencia de este fenómeno a nivel local⁴⁴, y a partir de los casos testigos que representan la Unión Europea y los Estados Unidos (Vogel *et al.*, 2010), surge la necesidad de coordinar las acciones y decisiones de política entre los diferentes niveles de gobierno en función de las ventajas relativas que podría mostrar cada uno en las distintas dimensiones que comprende la política de protección del medio ambiente. Al respecto, la

⁴⁴ Konisky (2006) provee una extensa revisión de la literatura empírica sobre este argumento.

función básica de investigación y suministro de información sobre los daños ambientales y las técnicas de control de la contaminación aparece como una prioridad indelegable del gobierno central dada su mayor capacidad técnica y operativa. Dentro de ese marco, la descentralización de la función regulatoria (que incluye la aplicación y administración de tributos ambientales) hacia los gobiernos estatales y locales permite mayor innovación y una mejor adaptación de los instrumentos de política ambiental a las necesidades específicas de cada jurisdicción (Shobe, 2012).

Por otro lado, debe señalarse que la competencia tributaria entre países podría afectar ciertas decisiones privadas como la localización industrial, las inversiones en tecnología y hasta la compra de bienes que generen alguna externalidad. En los sectores basados en recursos naturales, en particular, las distorsiones provocadas por la competencia fiscal para captar inversiones pueden acarrear efectos ambientalmente perversos, ya que actúan en un sentido opuesto al de la deseable internalización del costo social del impacto ambiental asociado a estas actividades. Estas fallas de política pueden inducir una especialización y concentración de la actividad económica en sectores ambientalmente sensibles aún mayor de lo que sería socialmente deseable, sobre todo cuando —como es común en los países de América Latina— la valoración económica de las externalidades ambientales rara vez constituye un insumo para la toma de decisiones políticas.

Esta competencia no sólo se aplica a los impuestos directos sobre la renta y las ganancias de capital sino también a los impuestos indirectos como los impuestos selectivos, incluyendo aquellos que persiguen un objetivo de protección ambiental. Por ejemplo, algunos países han tratado de aumentar sus recursos disponibles mediante la imposición de impuestos especiales más bajos que sus vecinos, tal como sucede en Luxemburgo donde se mantienen deliberadamente alícuotas bajas en los impuestos al diesel para alentar a las empresas de transporte internacional a que se abastezcan de combustible en su paso por ese país (Vollebergh, 2012).

Es por ello que la ampliación de las bases tributarias existentes a expensas de los ingresos tributarios de otros países funciona como un incentivo negativo para la aplicación unilateral de impuestos ambientales que pongan en una situación desventajosa a un determinado país respecto de sus países vecinos. Para ello, es importante la elaboración de acuerdos regionales y/o globales que establezcan estándares y metodologías comunes que posibiliten una progresiva armonización tributaria entre los países en lo que respecta a la política ambiental.

Según señala Brosio (2013), los países consumidores han mostrado mayor interés en el control del daño ambiental derivado del consumo ya que gran parte del daño producto del consumo ocurre a nivel local. En la práctica internacional actual, los gobiernos utilizan, de forma casi exclusiva, instrumentos regulatorios para controlar el impacto ambiental de las operaciones de explotación. El incentivo para emplear normas, y su impacto, depende, claro está, del nivel gubernamental sobre el cual recae la responsabilidad regulatoria. También depende de la atribución, entre los distintos niveles de gobierno, de los instrumentos fiscales aplicados en el *upstream*. Ello se debe esencialmente a que el control ambiental tiene un costo en términos de producción y, por lo tanto, de impuestos del *upstream*. De ello se desprende una recomendación simple pero inmediata en materia de política: la atribución de las responsabilidades ambientales debe ir acompañada con la asignación de los ingresos provenientes de dichos impuestos.

Esta es un área bastante olvidada en la literatura y en la formulación de políticas. Este descuido es excesivo, por ejemplo, frente a la entrada en escena de los llamados hidrocarburos no convencionales como el petróleo y el gas de esquisto y también frente al progreso tecnológico que permite realizar actividades de exploración y desarrollo a grandes profundidades. En ambos casos, existe un enorme potencial de expansión de la producción en un mayor número de países, incluidos los europeos.

Existe un amplio consenso acerca de los potenciales impactos nocivos que las industrias extractivas de hidrocarburos y minerales pueden generar sobre el medio ambiente, entre ellos la contaminación y erosión de los suelos, las fuentes hídricas y los ecosistemas naturales. Esto incluye, por un lado, una serie de impactos físicos con una incidencia primordialmente local afectando a los residentes de manera directa e inmediata, lo que para las jurisdicciones vecinas disminuiría con la

distancia física al área de explotación. Como ocurre con la mayoría de las externalidades ambientales, el impacto físico también depende, en su conjunto, de la densidad de las áreas afectadas, lo que, desde el punto de vista político, es un hecho relevante.

Aquellos que no residen en la zona también se ven afectados directamente por el impacto físico de las actividades de explotación cuando hacen uso de las áreas afectadas en calidad de turistas, excursionistas, cazadores y pescadores. Incluso cuando no utilicen efectivamente el área pero contemplen hacerlo en el futuro, los impactos ambientales se manifestarán sobre el valor de dicha opción. Por otra parte, tanto los residentes como los no residentes pueden verse afectados si, aunque no hagan uso de las áreas y tampoco prevean hacerlo en el futuro, los mueve la cuestión del legado, en el sentido de querer proteger las áreas afectadas por las actividades de explotación a fin de garantizar beneficios para las generaciones futuras.

Por último, existe una satisfacción para los residentes y los no residentes derivada de la conservación del paisaje afectado por las operaciones de explotación, la cual no está relacionada con el uso mismo del mismo. El cálculo de su valor —denominado en forma alternativa en la literatura como valor de existencia, valor de uso pasivo y valor de no uso— se basa en encuestas que emplean como base el uso de mercados hipotéticos.

De ahí que pueda haber, y con frecuencia haya, un conflicto de intereses entre el gobierno nacional por un lado, para quien el aumento de la producción interna de fuentes de energía es una prioridad principal y, por el otro, los gobiernos y comunidades locales, que están más interesados en reducir el impacto ambiental local, en especial si no tienen acceso, por medio de la renta, a los beneficios de una mayor producción como compensación.

En los últimos años, en América Latina se han venido registrando una fuerte ola de conflictos locales relacionados con la explotación de minerales e hidrocarburos. Ni siquiera el otorgamiento de una compensación sustancial apacigua a los habitantes de las comunidades locales, sobre todo, por la falta de confianza derivada de su limitado poder de decisión en la regulación del medio ambiente y de una tradición de promesas incumplidas por parte de los gobiernos y las empresas petroleras y mineras. Incluso en los países industriales se observan crecientes dificultades para manejar debidamente el impacto ambiental de las operaciones de petróleo y gas, lo que contradice la postura tradicional de la literatura que sostiene que estos países están mejor preparados que los países en desarrollo.

En un estudio reciente en la materia sobre los casos de Colombia, México y Perú, Saade Hazin (2013) sugiere que la mayoría de los conflictos surgidos en los proyectos mineros han involucrado tres actores: los gobiernos, las compañías mineras y las comunidades afectadas. Así es posible que se configuren dos tipos principales de conflictos:

- Entre las compañías mineras y las comunidades afectadas, cuyas causas detonantes son múltiples e incluyen la contaminación del agua, de las tierras y del aire, los problemas territoriales, la falta de consulta previa e informada a las comunidades afectadas, la violación de los derechos humanos, el no cumplir con las Políticas de Responsabilidad Corporativa Social de las empresas mineras extranjeras involucradas, que son reforzadas cuando existe además una disputa por mayores beneficios económicos entre los actores involucrados.
- Entre niveles de gobierno, con una causa excluyente como la distribución entre el gobierno central y las respectivas jurisdicciones de los tributos obtenidos de los recursos naturales, especialmente en los países cuyos ingresos dependen significativamente de estos recursos. Si bien en todos los países de la región los recursos naturales no renovables son propiedad del Estado (razón por la cual deberían ser distribuidos equitativamente entre las distintas jurisdicciones), los impactos ambientales son una de las principales razones por las cuales podría optarse por reconocer y compensar (a través de una distribución asimétrica de recursos y posiblemente de asignación específica) a las regiones donde se ubican los proyectos de explotación de los mismos.

Asimismo, es posible identificar un tercer tipo de conflictos que suelen ser los de mayor difusión e impacto mediático y que en los últimos años han encontrado distintas expresiones en los países de la región. Se hace referencia a aquellas disputas que enfrentan a los gobiernos (central, subnacional o ambos en conjunto) y a las empresas internacionales. Fundamentalmente, estos conflictos han surgido a raíz de dos razones básicas. Por un lado, el establecimiento o reforma de un régimen fiscal específico para las industrias extractivas (por ejemplo a partir de la introducción de un nuevo tributo) y del marco jurídico-económico (condiciones del contexto en el que las empresas desarrollan sus actividades) puede y suele ser un punto de conflicto con los respectivos gobiernos.

Además, es común que se den arduas negociaciones que, en no pocos casos, han llevado al fracaso inicial o a la finalización prematura de contados proyectos de explotación. Aquí ya fue mencionado el caso de Ecuador y la empresa minera Kinross, los de Chile y Perú con los inconvenientes derivados de las cláusulas de estabilidad tributaria y los de Argentina, Estado Plurinacional de Bolivia y Venezuela, producto de procesos de estatización y nacionalización compulsiva de activos en el sector de hidrocarburos. Incluso el comentado proyecto minero para extraer mineral de hierro en Uruguay se ha venido retrasando a causa de reiterados conflictos con la población local por el desplazamiento que implicaría la explotación a cielo abierto.

Pero por otro lado, la principal razón de conflicto entre los gobiernos y las empresas privadas en los sectores extractivos se vincula con el impacto ambiental de la explotación minera/hidrocarburífera donde los gobiernos, como representantes de los intereses del Estado, procuran no sólo proteger a las comunidades locales directa o indirectamente afectadas sino salvaguardar los recursos naturales existentes dentro del territorio nacional.

En la actividad minera, de acuerdo al Observatorio de Conflictos Mineros de América Latina (OCMAL), se han identificado más de 200 conflictos entre los gobiernos y las empresas operadoras en relación con su impacto ambiental en la región⁴⁵. En el sector hidrocarburos los conflictos son menos numerosos (por la mayor participación del Estado en la producción, lo que no garantiza una menor contaminación ambiental) pero suelen ser más nocivos para el entorno.

El caso más paradigmático (por su magnitud y su duración en el tiempo) corresponde al conflicto entre Ecuador y la compañía Texaco (que en 2001 fue adquirida por Chevron). Luego de un prolongado período de concesión (1964-1992) para la extracción de petróleo de su región amazónica, varios estudios independientes y auditorías del Estado demostraron un manejo técnico irresponsable que derivó en graves consecuencias ambientales, sociales y culturales, constituyéndose en uno de los crímenes ambientales más severos en todo el mundo, comparable solo con los famosos derrames de Exxon Valdez (1989, Alaska) y del golfo de México (2010). El litigio, que también se extendió durante varios años, derivó en una condena a la empresa Chevron por daño ambiental, dictada por la Corte Nacional de Justicia de Ecuador en 2012, que dispuso la exigencia de una cuantiosa indemnización económica —la que se ratificó finalmente por un monto de 9.500 millones de dólares—.

Un hecho característico de las evidencias disponibles consiste en que los reclamos contra las empresas contaminantes adquieren fuerza una vez que el daño sobre el medio ambiente ya alcanzó una gravedad evidente y costosa de remediar —en algunos casos muchos años después del inicio de las operaciones—. En la mayoría de los casos, esto no hace más que poner en evidencia la debilidad de los marcos jurídico-institucionales para establecer las pautas fundamentales que permitan llevar adelante una gestión eficaz del medio ambiente y una gobernanza sustentable de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina (Acquatella, 2005). Esta falta de una institucionalidad ambiental sólida y articulada con la política fiscal aumenta el riesgo implícito de que se produzca un agotamiento brusco de los recursos naturales cuando el diseño de los instrumentos fiscales

⁴⁵ De los cuales 150 de ellos se concentran en sólo 5 países: Chile (35), Perú (35), México (34), Argentina (26) y Brasil (20). Esto se puede consultar en detalle en: http://datos.conflictosmineros.net/ocmal_db/

ambientales falla en proveer señales de mercado claras para incentivar a los agentes económicos a que modifiquen o ajusten sus comportamientos nocivos contra el medio ambiente.

En ese sentido, una decisión relevante que los gobiernos deben tomar se relaciona con la estructura institucional sobre la cual se aplica y se configura el régimen fiscal que recae sobre las industrias extractivas. Según Calder (2010), esto comprende cuestiones de organización tales como el grado de descentralización administrativa, el nivel de cooperación entre diferentes organismos, la estructura interna específica de la agencia tributaria, etc.

Independientemente de ello, lo que resulta indispensable es establecer una clara delimitación de las distintas funciones asignadas a ministerios específicos y agencias, de tal manera de eliminar o minimizar los posibles solapamientos de responsabilidades. Por ejemplo, debería existir una explícita separación entre las agencias gubernamentales encargadas de la administración y la regulación de las actividades de explotación de recursos naturales no renovables (potencialmente en el ámbito del Ministerio o la Secretaría de Minería e Hidrocarburos) y aquellos organismos responsables de la recaudación de ingresos fiscales derivados de su imposición (más comúnmente en el Ministerio de Finanzas).

Idealmente, a la primera institución (sea cual fuere la denominación y el rango institucional que adoptara)⁴⁶ corresponderían funciones vinculadas al manejo específico de los recursos disponibles, lo que incluye llevar a cabo análisis de factibilidad, mapeos geológicos, sistematización de datos científicos y estudios de impacto ambiental, así como administrar las minas bajo explotación elaborando informes de seguimiento de la exploración, control y prospectiva de la producción, verificación de la calidad y el precio de venta de los productos, análisis de los mercados y recopilación de estadísticas de la industria.

Por su parte, en la autoridad fiscal con potestad sobre los sectores de hidrocarburos y minerales suelen recaer todas las responsabilidades relacionadas con el manejo fiscal de los mismos, abarcando la formulación, la implementación y la administración de instrumentos y políticas destinados a captar rentas derivadas de la explotación económica de estos recursos naturales no renovables, transformándolos en ingresos fiscales que permitan el financiamiento de determinadas políticas públicas (incluyendo la protección ambiental) por parte del Estado.

Sin embargo, aunque deseable, esta delimitación de funciones y responsabilidades puede ser riesgosa en términos administrativos cuando se torna extrema y donde cada organismo entiende su rol crucial aislado de los demás componentes del sistema. Cada agencia gubernamental posee una serie específica y diferente —pero complementaria— de capacidades que obliga a considerar la necesidad de lograr una adecuada cooperación entre las mismas, sobre la base de un fluido intercambio de información y conocimientos. Por ejemplo, la aplicación y administración de impuestos y regalías suele atribuirse con exclusividad a la autoridad fiscal (Ministerio de Finanzas o Hacienda) pero, en algunas situaciones, el cálculo monetario de dichas obligaciones fiscales reviste cierta complejidad que requiere de un conocimiento particular de la tecnología de procesamiento de minerales y/o de las operaciones de logística en el sector, para lo cual debería recurrirse a la información que efectivamente maneja la Secretaría o Departamento de Minería/Hidrocarburos (Guj *et al.*, 2014).

Por último se desea enfatizar la necesidad de encontrar cierto equilibrio en este aspecto. De manera lógica, cuantas menos agencias gubernamentales se hallan involucradas en el manejo de las diferentes dimensiones de estos sectores, la cooperación y coordinación entre las distintas agencias será menos compleja. Aún así, puede resultar positivo en términos de costos centralizar funciones como la recolección y sistematización de información técnica referida a las distintas etapas de la explotación de estos recursos, para luego ponerlas a disponibilidad de otros organismos relevantes.

⁴⁶ En realidad, el rango institucional de este tipo de agencias está generalmente dado por la relevancia económica que adquiere el sector de hidrocarburos y/o minerales en la economía de cada país.

En cambio, la concentración de todas las funciones asociadas con la recaudación de ingresos fiscales en una sola agencia, aunque técnicamente más eficiente, implica una mayor posibilidad de maniobras discrecionales y colusión con empresas privadas. Es por esto que en un sistema centralizado adquieren mucha importancia las medidas de control y transparencia y el uso de auditorías independientes como la mencionada *Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)*⁴⁷.

C. Impuestos ambientales en industrias extractivas: fundamentos, clasificación y evidencias

Durante la última década se ha venido consolidando en los países de la región una percepción generalizada de que los esquemas regulatorios tradicionales (normas, controles, sanciones y otras formas de “comando y control” o intervención directa de los gobiernos) no solo han fallado sino que resultan insuficientes para responder adecuadamente a los procesos de deterioro ambiental derivados de una mayor producción industrial y una fuerte expansión de los sectores extractivos de recursos naturales. En la mayoría de los casos, las restricciones fiscales han limitado las posibilidades de fortalecer estos mecanismos y se ha impuesto la necesidad de explorar nuevas opciones.

La respuesta que ha ganado más aceptación a nivel mundial —si bien su aplicación en países en desarrollo aún es relativamente escasa— consiste en la incorporación de instrumentos económicos en la gestión ambiental no para sustituir sino complementar los marcos regulatorios existentes. Esto encuentra fundamento en las ventajas relativas que estos instrumentos ofrecen en términos de eficiencia estática y dinámica (favorecen la innovación tecnológica para disminuir los efectos externos), efectividad y flexibilidad, mediante incentivos basados en precios/costos, y de financiamiento de las políticas ambientales, al permitir obtener ingresos fiscales y la posibilidad de asignarlos específicamente a tales fines (Fullerton *et al.*, 2008).

En lo que respecta a la política ambiental, la gama disponible de instrumentos económicos es amplia y comprende desde cargos, tarifas e impuestos por el uso de ciertos recursos naturales o por las emisiones contaminantes vertidas o liberadas a distintos medios ambientales, hasta sistemas de cuotas y permisos transferibles de contaminación y esquemas de depósito-reembolso (Acquatella, 2001). Incluso estos mecanismos pueden ser complementados con programas voluntarios o cooperativos (que requieren un compromiso por parte de los agentes contaminadores) y campañas de información pública con el mismo afán de inducir cambios en las conductas privadas para proteger el medio ambiente. Esto ha llevado a que muchos autores sugieran que la solución óptima muchas veces consista en una combinación simultánea de varios de estos instrumentos (Goulder y Parry, 2008).

Sin embargo, dentro de este conjunto de alternativas, los impuestos ambientales han adquirido en los últimos años un destacado protagonismo a nivel internacional. En realidad, el vínculo entre las externalidades asociadas al medio ambiente y la política fiscal proviene de la propuesta de solución desarrollada por Pigou (1920), la cual consiste en aplicar un impuesto correctivo directamente sobre la fuente de contaminación (personas o empresas). En teoría, esto permitiría alcanzar el óptimo social en el punto en que el beneficio marginal privado de contaminar iguale al costo marginal social o, en otros términos, el impuesto pigouviano se fija a una tasa tal que, para el agente causante de la externalidad, no sea factible obtener ingresos netos adicionales sin compensarlo con una disminución efectiva de la contaminación producida (Vollebergh, 2012).

⁴⁷ Esto no significa que no existan otros organismos, más allá de la autoridad fiscal, con capacidad de obtener ingresos a partir de estas actividades. En algunos países, se suelen desarrollar sus tareas sobre la base de un presupuesto anual preestablecido, los organismos encargados de administrar y regular la actividad extractiva (Ministerio, Secretaría o Departamento de Minería/Hidrocarburos) también son los responsables de la recaudación de ciertos cargos aplicados a las empresas que operan en el sector.

Si bien se ha reconocido que un impuesto de este tipo suele implicar elevados costos de implementación —así como también mayores costos de cumplimiento— debido a que requieren de una gran cantidad de información sobre el agente contaminante y los daños reales que ocasiona al medio ambiente, en la práctica se ha avanzado en el sentido de diseñar o reformar impuestos que recaen sobre alguna manifestación de producción o consumo de los agentes económicos —sobre la base del principio de “el que contamina paga”— con impactos negativos concretos sobre el medio ambiente y el bienestar general.

Precisamente, la tributación ambiental toma fuerza a principios de la década de 1990 cuando comienza a formar parte de las “reformas fiscales verdes” adoptadas por varios países desarrollados, especialmente los de la Unión Europea como Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Países Bajos, Alemania, Francia, Italia, Suiza y el Reino Unido. Según señala Barde (2005), estas reformas se basaron en tres líneas fundamentales: i) la reducción o eliminación de subsidios ambientalmente nocivos; ii) la reestructuración de los impuestos existentes conforme a criterios ambientales (vehículos automotores, combustibles, etc.); iii) la introducción de nuevos impuestos ambientales (impuestos a las emisiones de gases contaminantes y al vertido de efluentes).

Como se ha sugerido, los impuestos ambientales no sólo permiten inducir una reducción de la contaminación producida sino que además tienen el potencial de aportar ingresos tributarios adicionales para el Estado. En la literatura esto se ha conocido como el “doble dividendo” de la política fiscal ambiental. En la versión europea esto fue interpretado como la posibilidad de introducir reformas fiscales de signo neutro en términos recaudatorios donde los recursos obtenidos a partir de la aplicación tributos ambientales pudieran ser utilizados para eliminar o disminuir —de manera compensada— otros impuestos distorsivos del sistema tributario como aquellos que recaen sobre los salarios o sobre la inversión (Oates, 1995; Goulder, 1995).

A partir de estos intentos pioneros, en varios países y en los foros internacionales se ha observado un creciente interés en torno a la tributación ambiental y su potencialidad como instrumento de política. Además, distintos organismos internacionales han venido avanzando en el análisis y la sistematización de las distintas alternativas, criterios e implicancias vinculadas.

En ese sentido, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Comisión Europea (CE) han acordado en definir a los impuestos ambientales como “cualquier pago obligatorio y sin contraprestación (en el sentido de que el impuesto a pagar no está relacionado con los beneficios derivados de las políticas) a las Administraciones Públicas aplicado sobre determinadas bases imponibles que se consideran de particular relevancia para el medio ambiente”. Las bases imponibles correspondientes incluyen los productos energéticos, vehículos automotores, los residuos sólidos y líquidos, las emisiones gaseosas medidas o estimadas, los recursos naturales, etc. (OECD, 2010).

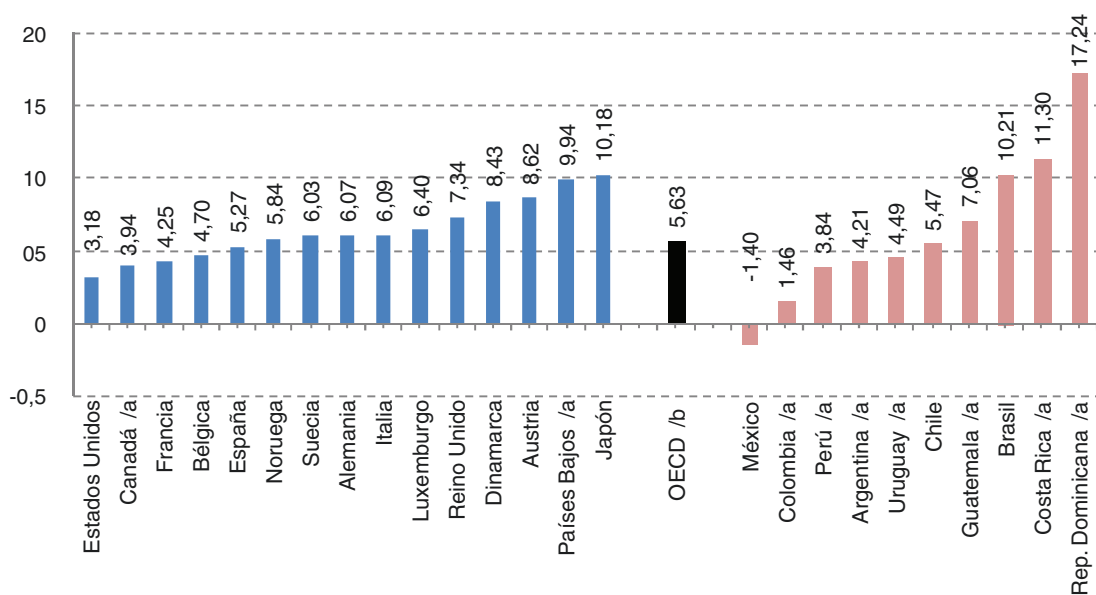
Para ilustrar lo comentado, en los países de la OCDE los ingresos provenientes de tributos ambientales representaron, en promedio para 2010, unos 2,3 puntos porcentuales del PIB y casi el 7% del total de recursos tributarios⁴⁸. En este aspecto son muy marcadas las diferencias entre los países miembros aunque también es cierto que, en todos los casos, la recaudación derivada de impuestos orientados a prevenir la contaminación ambiental resulta significativa. Encabezan la lista Dinamarca, Turquía y los Países Bajos, países que acumularon ingresos de este tipo por montos que rondan el 4% del PIB, mientras que en el extremo opuesto se ubican países como Canadá, Estados Unidos y México⁴⁹, con ingresos derivados de la tributación ambiental en torno o por debajo del 1% del PIB.

⁴⁸ Una referencia estadística obligada es la base de datos elaborada en conjunto por la OECD y la Agencia Europea del Medio Ambiente (EEA), la cual recopila información acerca de más de 1.000 instrumentos utilizados para la política ambiental y el manejo de los recursos naturales en los países miembros de la OECD y otros no miembros de cierta relevancia. (<http://www.oecd.org/env/tax-database>).

⁴⁹ El caso de México es singular en el sentido de que el principal impuesto sobre combustibles de vehículos automotores (IEPS) posee una estructura especial por la cual la tasa efectiva y la recaudación del mismo dependen

En el siguiente gráfico se presentan los datos correspondientes a ingresos tributarios derivados de la aplicación de impuestos ambientales en una muestra seleccionada de países de la OCDE y de América Latina. Como han remarcado Gómez Sabañi y Morán (2013), a excepción de Argentina, Brasil y Uruguay, es posible advertir una importante brecha en términos de carga tributaria total entre los países de ambas regiones: para el año 2010 el promedio en la OCDE fue de 33,8% del PIB mientras que en América Latina alcanzó un valor de 19,1% del producto. Por lo tanto, resulta más apropiado considerar los resultados en términos relativos al monto total de ingresos tributarios de cada país (aún con algunas consideraciones metodológicas). Así puede verse que tanto en los países desarrollados como en América Latina (salvando el caso excepcional de México) la tributación ambiental representa una porción nada despreciable de los recursos tributarios totales.

Gráfico 6
Ingresos tributarios derivados de la tributación ambiental en países seleccionados de la OCDE y de América Latina, año 2010
(En porcentajes de los ingresos tributarios totales)



Fuente: Gómez Sabañi y Morán (2013), sobre la base de datos de OECD/EEA y BID/CIAT (América Latina).

^a Datos para el año 2009.

^b Promedio ponderado para los países miembros, incluye a México y Chile.

No obstante lo anterior, debe señalarse que a lo largo de la última década se ha observado una paulatina disminución de los ingresos fiscales derivados de la tributación ambiental, en promedio para la OCDE y en la mayoría de los países miembros. Aquí pueden identificarse varias explicaciones, incluyendo la falta de actualización de las tasas de impuestos selectivos (cuyos ingresos disminuyen por efecto de la inflación cuando estas se aplican en valores monetarios) y la posible efectividad de los instrumentos para reducir la contaminación producida (y así disminuir las bases imponibles).

inversamente del precio internacional del petróleo crudo. Así, en contextos de precios elevados como el de los últimos años, los ingresos tributarios asociados a la aplicación de este impuesto terminaron siendo negativos (subsidio implícito al consumo).

Sin embargo, los ingresos tributarios en concepto de impuestos ambientales muestran fundamentalmente una estrecha relación con la evolución del precio internacional del petróleo crudo. Así, el aumento sostenido observado en el precio de los combustibles tradicionales durante la última década (a excepción del período 2008-09 posterior a la crisis financiera internacional) favoreció una reducción en su demanda y su reemplazo por otras fuentes alternativas, conduciendo a una reducción en la recaudación tributaria (en porcentajes del PIB) proveniente de este tipo de gravámenes.

En cuanto al tipo de instrumentos utilizados se observa que los distintos tributos que tienen alguna finalidad explícita relacionada con el medio ambiente suelen clasificarse en tres categorías generales según la base imponible en consideración. Así suele hablarse de impuestos sobre la energía (generación y producción en sus diferentes formas), impuestos sobre vehículos automotores (tenencia y circulación) y otros impuestos ambientales menores (OECD, 2010).

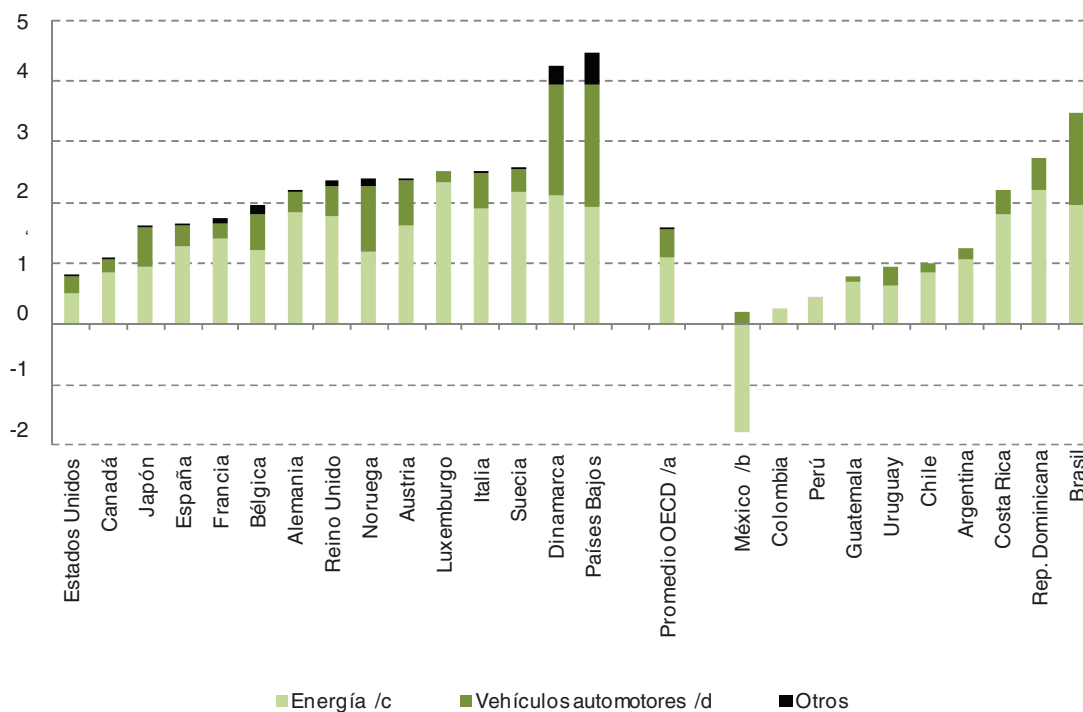
Vale decir que, de acuerdo a este criterio, los gravámenes sobre combustibles se incluyen en el primer grupo (“energía”), cuya recaudación ha venido decreciendo paulatinamente en los últimos años aunque aún representan más de dos tercios del total ingresado en promedio para los países de la OCDE. Por su parte, la tributación sobre vehículos automotores representa cerca de un tercio —en promedio— de la recaudación tributaria relacionada con el medio ambiente de estos mismos países, mientras que en sólo algunos de ellos como Dinamarca, Países Bajos, Bélgica, Estonia y Hungría el aporte de otros impuestos ambientales distintos a los anteriores (que recaen sobre residuos, el tráfico aéreo, el consumo energético o los pesticidas y fertilizantes) alcanza a ser de una cuantía no trivial. En el gráfico 7 se presenta la estructura de tributación ambiental para una muestra acotada de países de la OCDE y de América Latina.

Paralelamente, la agencia estadística de la Comisión Europea (*Eurostat*) ha definido a este tipo de tributos poniendo el énfasis, por un lado, en los efectos de los mismos sobre los costos de las actividades y el precio de los productos que tienen una incidencia negativa sobre el medio ambiente y, por el otro, en aquellas bases imponibles con un impacto negativo específico y probado sobre el mismo (European Commission, 2013). En ese sentido, los impuestos ambientales se suelen clasificar en cuatro categorías según la base imponible:

- Energía (combustibles tanto para transporte como para generación de electricidad en diferentes formas, emisiones de gases con carbono asociados al calentamiento global)
- Transporte (tenencia, registración y transferencia de vehículos, tránsito de rutas, congestión vehicular, cargos sobre otros medios de transporte, etc.)
- Contaminación (emisiones de gases contaminantes, vertido de efluentes al agua, uso de pesticidas/fertilizantes, tratamiento de residuos urbanos y de desechos tóxicos, contaminación auditiva, etc.)
- Recursos naturales (extracción o uso de reservas naturales de agua, depredación de recursos biológicos como la pesca o la tala de árboles, extracción de materias primas del subsuelo, modificación de paisajes, etc.)

Como ha sido señalado por varios estudios en la materia (OECD, 2010; Barde, 2005), a lo largo de los últimos veinte años la gran mayoría de los ingresos correspondientes a impuestos ambientales (alrededor del 90% en promedio) ha provenido casi exclusivamente de gravámenes aplicados sobre las gasolinas, el diesel y los vehículos automotores en general. Otras bases imponibles de carácter ambiental, como los combustibles pesados para uso industrial, las emisiones gaseosas contaminantes, los recursos naturales (minerales y biológicos) y los pesticidas y agroquímicos, no han constituido fuentes significativas de recursos fiscales.

Gráfico 7
Estructura de la tributación ambiental en países seleccionados de la OCDE
y de América Latina, año 2008
(En porcentajes del PIB)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de OECD (2010), "Taxation, Innovation and the Environment".

^a Promedio ponderado para los países miembros, incluye a México y Chile.

^b La recaudación negativa de los impuestos a la energía en México corresponde al IEPS (subsidio).

^c Incluye impuestos sobre combustibles.

^d No incluye impuestos sobre combustibles.

El caso particular vinculado a las actividades de extracción de recursos naturales agotables (minerales e hidrocarburos) ha generado diferentes opiniones en cuanto a su inclusión dentro del conjunto de los denominados "impuestos ambientales". En la definición original de *Eurostat* ninguno de los instrumentos fiscales aplicados específicamente sobre estas industrias extractivas eran catalogados como impuestos ambientales. Más allá de los recursos naturales biológicos y el agua natural, sólo entraban en esta categoría aquellos cargos sobre la extracción o utilización de otros recursos minerales tales como granito, grava, arena, piedra caliza, arcilla, turba, roca fosfática, el esquisto bituminoso (*shale oil*), entre otros.

El argumento sostenido por las instituciones encargadas de recopilar y producir información estadística se basa en el hecho de que dichos instrumentos suelen estar diseñados para capturar la renta económica que surge de la extracción de recursos naturales no renovables y que no influyen significativamente en los precios de los productos en la forma en que lo hacen otros impuestos ambientales como, por ejemplo, los impuestos sobre los combustibles. Esto no deja de ser controversial puesto que el diseño de estos instrumentos permite adaptarlos para satisfacer múltiples objetivos, entre ellos, la protección ambiental y el financiamiento de estas políticas. De hecho, este criterio contrasta con el adoptado en la base de datos conjunta de la OCDE y la Agencia Europea de

Medio Ambiente, la cual es considerada una referencia obligada en términos de información estadística sobre tributación ambiental, donde sí se los incluye.

En años recientes se ha aceptado la inclusión de algunos de los instrumentos que recaen sobre los minerales transables (cobre, hierro) y los metales preciosos (oro, plata), siempre que estén concebidos con una finalidad ambiental; no así los aplicados en el sector de hidrocarburos los cuales, según el criterio de *Eurostat*, deben ser expresamente excluidos del conjunto de impuestos ambientales (European Commission, 2013). Además del argumento de la apropiación de rentas de explotación, esta decisión metodológica se fundamenta en la intención de asegurar la comparabilidad entre países y a lo largo del tiempo dado que: i) los ingresos fiscales procedentes de estos sectores adquieren real importancia sólo en unos pocos países de la UE y la OCDE, ii) existen marcadas diferencias en los respectivos regímenes fiscales, y iii) los ingresos fiscales del petróleo y el gas son muy volátiles por su vinculación a los precios internacionales.

Paradójicamente, la exclusión de los impuestos sobre la extracción de petróleo y gas no significa un veto para la totalidad de los impuestos que enfrenta la industria de hidrocarburos del campo de aplicación de los tributos ambientales. En efecto, los impuestos sobre los combustibles, los vehículos y la energía utilizados por la industria de extracción de petróleo y gas o los impuestos sobre los residuos o las emisiones de esta industria deben, por supuesto, ser considerados dentro de este conjunto.

Como ya se expuso, los impuestos ambientales pueden gravar tanto la producción como el consumo de bienes con implicancias nocivas para el medio ambiente. En el caso del sector de hidrocarburos esto lleva a diferenciar entre impuestos aplicados sobre el *upstream*, que se aplican en las fases de exploración y extracción del petróleo crudo y el gas natural con la finalidad primordial de asegurar una adecuada participación estatal en las rentas generadas en estos sectores productivos, y los que recaen sobre las etapas de transporte, refinación y comercialización (*downstream*), los que pueden o no coincidir con los países de origen de la producción.

En casi todos los países se ha observado una preferencia por utilizar herramientas regulatorias —en lugar de los impuestos— para controlar las externalidades de la producción de hidrocarburos. Esta tendencia encuentra su explicación en un par de razones. La primera es la gran cantidad de efluentes perjudiciales que requerirían un gran despliegue de instrumentos fiscales que pueden tener fuertes interacciones inesperadas si los instrumentos no se diseñan con gran cuidado. La segunda razón está relacionada con las necesidades de información. La regulación a través de la introducción de normas requiere información cualitativa, más específicamente medición de efluentes solo en determinados intervalos de tiempo, mientras que los impuestos requieren información cuantitativa, es decir una medición continua de los flujos de efluentes.

Sin embargo, más allá de que los impuestos del *downstream* tienen un impacto potencial más visible y efectivo sobre el comportamiento de los agentes (al aumentar los precios del productor o del consumidor, deberían reducir el daño ambiental en función de las correspondientes elasticidades), no parece acertado excluir de manera tácita a los impuestos del *upstream* del paquete de opciones en materia de tributación ambiental.

Como señala Brosio (2013), si bien la finalidad predominante de los impuestos del *upstream* sea la recaudación de ingresos fiscales a partir de la captación de rentas económicas, algunos de ellos tienen un potencial aunque limitado impacto ambiental —en la mayoría de los casos, no intencional— mediante un aumento *ex ante* de los costos percibidos por el productor y una esperable reducción de la producción. Este es claramente el caso de las regalías y los impuestos a la extracción de recursos naturales. Pero, como sucede con todos los impuestos ambientales en general, el diseño adecuado de los mismos es una tarea compleja puesto que supone una reacción racional por parte de los agentes ante la

existencia de estos instrumentos fiscales, pudiendo resultar en efectos inocuos de los mismos o —lo que es peor— un efecto contraproducente y un consecuente agravamiento de la situación ambiental inicial⁵⁰.

En la práctica internacional, el ejemplo más notable de impuestos ambientales en el *upstream* son los impuestos sobre la extracción recaudados en la Unión Europea sobre los agregados, como grava, rocas y arena, que son los recursos no renovables más importantes de esos países. Su principal impacto ambiental es sobre el paisaje. En casi todos los países, los impuestos en forma de regalías se aplican a los agregados y la base imponible es el volumen o el precio, con tasas impositivas generalmente moderadas. Solo en Suecia y el Reino Unido las tasas impositivas son considerables con el objeto de reducir la producción y alentar la reutilización de los materiales.

Cabe destacar que, en la gran mayoría de los casos, la recaudación generada suele asignarse a los gobiernos locales a modo de compensación por los daños ocasionados al paisaje, por lo que el objetivo de generar recursos fiscales genuinos también está presente en la mayoría de los casos (*European Environmental Agency*, 2008). Sin embargo, los gobiernos suelen asignarles, a estos instrumentos fiscales, alguno o varios de los siguientes objetivos vinculados, en mayor o en menor medida, con la protección del medio ambiente:

- Contrarrestar las externalidades ambientales en la etapa de extracción de los recursos (residuos, ruido, contaminación del aire y el agua, impactos sobre el paisaje, la fauna y los ecosistemas).
- Incidir sobre el ritmo de agotamiento del recurso explotado a partir del aumento en el precio del material extraído (el impuesto sobre los agregados en la República Checa busca precisamente crear los incentivos para un proceso extractivo más eficiente).
- Fomentar la sustitución de ciertos materiales en determinados procesos productivos (el impuesto sobre la grava en Suecia tiene como objetivo preservar la capacidad de purificación de agua de la grava natural y alentar el uso de la piedra triturada en su lugar).
- Mejorar el reciclaje y el uso de materiales reciclables en lugar de materias primas vírgenes (en el Reino Unido, parte de los ingresos fiscales producidos por estos gravámenes es utilizada para subsidiar inversiones de capital en operaciones de reciclaje, lo cual favorece la innovación y alienta el desarrollo tecnológico para mejorar la calidad de los materiales reciclados).

En Estados Unidos, al igual que en Canadá, se aplican impuestos sobre la extracción de hidrocarburos (*Severance Taxes*) que, no solo proveen recursos fiscales a los distintos estados de dichos países⁵¹, sino que tienen una clara finalidad vinculada a compensar los costos externos que generan las industrias extractivas. Estos impuestos suelen aplicarse con base en el volumen extraído o como un porcentaje del precio del recurso.

En realidad, el uso de estos tributos se relaciona con la propiedad de los recursos naturales, la cual en estos países pertenece al sector privado. Es por ello que podrían asimilarse a las regalías que los países que mantienen la propiedad del recurso natural en manos del Estado (como los países de América Latina) aplican en concepto de retribución por su explotación económica. La diferencia fundamental radica en que, en ambos citados países, los ingresos fiscales generados son depositados en un fondo financiero y que uno de los principales usos de dichos fondos, además de ser distribuidos

⁵⁰ Esto se relaciona con la “Paradoja Verde” sugerida por el profesor Hans-Werner Sinn (2012), quien sostiene que a medida que la política ambiental se vuelve más restrictiva -en términos económicos- los operadores que explotan los recursos de hidrocarburos fósiles perciben esto como una expropiación anunciada y se anticipan acelerando el ritmo de explotación o abandonando adelantadamente los yacimientos una vez extraídos los recursos de mayor valor económico.

⁵¹ Actualmente son 36 los estados con algún impuesto de este tipo en vigencia, aunque habría que considerar otros 11 estados más que se encuentran debatiendo la introducción legal de alguna variante de los mismos.

a los gobiernos locales, son los proyectos de remediación y limpieza ambiental en las zonas de extracción (más allá de los controles exigidos a las empresas operadoras privadas).

Por lo tanto, esta es otra variante de instrumentos fiscales aplicados en las etapas de exploración y extracción con cierta potencialidad en la protección del medio ambiente. Se trata de tributos y otros cargos cuya recaudación, si bien su base imponible puede o no tener relación directa con actividades contaminantes, es específicamente asignada a políticas ambientales con sustento en la misma legislación y a través de alguna agencia u organismo estatal. En estos casos el énfasis está puesto en la utilización concreta de los ingresos fiscales hacia fines ambientales y difiere de la definición de los impuestos ambientales asociada a la base imponible; es decir, el énfasis se pone no el origen sino en el destino de los ingresos fiscales. Por lo tanto, los impuestos de recaudación condicionada a fines ambientales pueden considerarse un subconjunto de la amplia gama de impuestos ambientales. Un ejemplo de un impuesto destinado que satisface la definición de los impuestos ambientales es el impuesto sobre la contaminación del agua holandés, que se utiliza para financiar por ejemplo, actividades de saneamiento y depuración de aguas residuales.

Además, debe destacarse que destinar específicamente los ingresos provenientes de cargos, tarifas e impuestos ambientales contribuye a que los mismos sean aceptados por los contribuyentes que los pagan, ya que saben que están directamente vinculados a la provisión de un servicio o a un programa ambiental que ellos apoyan. Lo mismo ocurre cuando la justificación de los cargos aplicados es que se emplearán para cubrir los costos de un programa de descontaminación o para financiar infraestructura de saneamiento local en la misma zona donde se cobran. Dadas las necesidades de fortalecimiento y desarrollo técnico de las instituciones ambientales en la región, la generación de ingresos con destino específico es considerada como uno de los factores con mayor potencial para impulsar en los países la aplicación de instrumentos económicos cuyo fin sea lograr el autofinanciamiento de la gestión y la infraestructura ambientales. Si bien es de conocimiento general que la destinación específica de recursos entra en un conflicto contencioso con principios bien establecidos de finanzas públicas que rigen el marco fiscal de los países, este conflicto inevitablemente surgirá entre las autoridades ambientales y las fiscales, tanto por las particularidades propias de la gestión y la regulación ambientales, como por el hecho de que en muchos países las autoridades ambientales vienen enfrentando una progresiva reducción de las transferencias presupuestarias que les destina el fisco (Aquatella, 2005).

Estados Unidos, aplica un impuesto sobre el petróleo vendido a las refinerías —denominado *impuesto para el fondo de responsabilidad por derrames de petróleo*— y sobre el petróleo importado (con un valor de 5 centavos de dólar por barril). Si bien el propio impuesto no tiene un impacto ambiental sobre las operaciones de explotación (en la medida que no modifica los comportamientos) al gravar todo el petróleo con independencia de donde se produce, su recaudación se utiliza para limpiar sitios tóxicos y de allí que permita cierta articulación entre la política fiscal y los programas ambientales.

Desafortunadamente, en los países de América Latina y el Caribe no hay evidencias de impuestos ambientales aplicados sobre la extracción de recursos naturales como los hidrocarburos y los minerales, al menos no en la forma donde se conjugan la recaudación de ingresos fiscales y la protección explícita del medio ambiente a través de estos instrumentos. Es más, aún cuando algunos países restringen los usos posibles de los recursos fiscales distribuidos a las jurisdicciones subnacionales (como el mencionado impedimento a destinarlos al financiamiento del gasto corriente), por ahora no se ha detectado ninguna intención concreta en los países de la región por vincular la aplicación de los instrumentos fiscales sobre estos sectores con el desarrollo de una política ambiental activa que contemple además las distintas implicancias regionales en torno al financiamiento de los gobiernos subnacionales.

No obstante lo anterior, es posible mencionar dos casos en los que existe cierto grado de vinculación de estas políticas (a través de la asignación específica de parte de la recaudación) que, aún con las limitaciones que muestran, podrían brindar una señal del camino a seguir en futuras reformas de los regímenes fiscales en industrias extractivas.

Por un lado, las regalías mineras aplicadas en Brasil —denominadas CFEM: Compensación Financiera por Explotación de Minerales— con tasas variables de 0,2 a 3% sobre el valor de producción según el mineral extraído son, como en la mayoría de los países de la región, distribuidas a los gobiernos subnacionales en concepto de resarcimiento por la explotación de los recursos en los límites de su territorio. De acuerdo a la legislación vigente, los montos recaudados se distribuyen de la siguiente manera⁵²: el 23% se asigna al Estado o Distrito Federal donde el mineral fue extraído, el 65% corresponde al municipio donde se ubica la producción, el 2% se asigna a un fondo para promoción científica (*Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico-FNDCT*), mientras que el 10% restante queda para el gobierno federal (Ministerio de Minas y Energía), el cual es transferido completamente al Departamento Nacional de Producción Mineral (DNPM) que, a su vez, debe destinar de esta cuota-parte un valor equivalente al 2% del total ingresado para políticas de protección ambiental en las regiones productoras, por intermedio del Instituto Brasileiro de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables (IBAMA).

De esta manera se asegura el financiamiento adecuado de las políticas ambientales desde la órbita nacional (lo cual es más eficiente) sin limitar la libre disponibilidad de los recursos transferidos a los gobiernos subnacionales. Es importante señalar que este tipo de mecanismo sólo sería factible en otros países a partir de un acuerdo entre los gobiernos subnacionales, los que resignan una porción de sus recursos fiscales, y el gobierno central, quien asume el compromiso de financiar y ejecutar políticas de remediación y control ambiental en las jurisdicciones donde se desarrollan estas actividades.

Un caso que tomó notoriedad pública en Perú, y que en esencia puede asimilarse a este tipo de instrumentos fiscales destinados al financiamiento de las políticas ambientales, es el del Aporte por Regulación (APR) que percibe el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental. Establecido mediante el Decreto Supremo N° 130 de diciembre de 2013, este instrumento permite al organismo regulador recaudar de las empresas bajo su ámbito de competencia (una norma análoga también incluye a las empresas y entidades del sector de producción y generación de combustibles y energía eléctrica) un monto que no puede exceder el 1% del valor de la facturación anual deducido el Impuesto General a las Ventas y el Impuesto de Promoción Municipal, con tasas del 0,15% en 2014 y 2015 y 0,13% en el 2016 (OEFA, 2014).

Como ha sido remarcado en este documento, Perú es uno de los casos más paradigmáticos en cuanto a la existencia de contratos de estabilidad tributaria, los cuales muchas veces impiden reformar y ajustar los regímenes fiscales aplicados sobre las empresas operadoras. De hecho, desde su introducción, el APR ha encontrado mucha resistencia por parte del sector minero, desde donde se aducía que el mismo violaba los principios de legalidad y de no confiscatoriedad. Sin embargo, en fecha muy reciente y hasta el momento, la justicia de dicho país ha sostenido que la aplicación del APR no implica una vulneración de tales derechos al no constituir un impuesto sino una herramienta para el fortalecimiento institucional de la OEFA respecto de las actividades del sector minería bajo su ámbito de competencia. Esto da muestras adicionales de la complejidad que reviste el logro de una deseable articulación de las políticas fiscales, regionales y ambientales aplicadas específicamente sobre sectores tan importantes para algunos países de la región como son los de la extracción y producción de hidrocarburos y minerales.

⁵² Ley N° 8.001/90, reformulada por la Ley N° 9.993 del 24/7/2000.

IV. Conclusiones

La última década ha representado una etapa única y trascendental en la historia económica de los países de América Latina y el Caribe. Procesos sostenidos de gran crecimiento económico, una destacada estabilidad del orden político y grandes avances en materia de indicadores sociales (descenso de la pobreza y de la desigualdad) —entre otros logros—, han sido posibles gracias a las medidas adecuadas de los gobernantes de turno para sacar provecho de un contexto externo muy favorable con elevados precios internacionales de las materias primas. Además, los mayores ingresos fiscales provenientes de la explotación de los recursos naturales disponibles han contribuido a fortalecer la posición fiscal de los países exportadores de la región, permitiéndoles enfrentar con mayor holgura la crisis económica de 2008-2009 mediante la aplicación de políticas anticíclicas.

Sin embargo, más allá de la fuerte recuperación de estos precios con posterioridad a la citada crisis, durante los últimos meses del año 2014 —mientras se elaboraba este informe— se ha observado una caída drástica en el precio internacional del petróleo crudo, la cual se suma a una más lenta pero también declinante tendencia en el precio de los principales minerales. Indudablemente, esto representa un nuevo desafío para los países productores de estas *commodities* dada la gran relevancia que adquieren en sus economías pero de ninguna manera invalida las consideraciones fundamentales que se pueden realizar en torno al manejo fiscal de los recursos naturales no renovables a nivel regional. En todo caso, un nuevo contexto de precios estables o incluso decrecientes de los hidrocarburos y los minerales podría amenguar o bien exacerbar distintas implicancias asociadas a los mismos, tales como la diversificación productiva de los países, el grado de dependencia fiscal respecto de dichos recursos y la necesidad de buscar fuentes alternativas para el financiamiento del Estado.

El presente estudio ha procurado no limitarse al análisis meramente cuantitativo y, en consecuencia, se han explorado los distintos regímenes fiscales aplicados sobre las actividades extractivas de América Latina y el Caribe, las singulares estrategias de adaptación al pasado ciclo alcista de precios (2003-2008) con el afán de lograr una adecuada captación de la renta económica de estos sectores, así como también las diferentes soluciones en materia de distribución regional de los recursos fiscales y su posible articulación con las políticas de protección ambiental a través de impuestos, cargos y otros instrumentos. Como resultado general se han obtenido una serie de conclusiones, las cuales pueden ordenarse (amén de estar relacionadas) en las siguientes dimensiones temáticas:

La apropiación estatal de rentas de recursos no renovables: aspectos teóricos y prácticos

- Al momento de analizar el impacto fiscal de los recursos naturales no renovables, se deben tener en cuenta una serie de características particulares a las industrias extractivas (grandes costos hundidos, asimetrías de información, poder de mercado, encadenamientos productivos, agotamiento físico y avatares políticos) que, por su relevancia macroeconómica, ponen en evidencia la complejidad que tiene la tributación y el manejo fiscal de las rentas generadas por dichos sectores.
- Un aspecto central que determina gran parte del diseño de los regímenes fiscales (y de su desempeño efectivo) está vinculado con la propiedad legal de los recursos. Si bien en la mayoría de los casos, incluyendo a los países de América Latina y el Caribe, los acervos de minerales e hidrocarburos que yacen en el subsuelo suelen pertenecer a los Estados soberanos, se han observado distintas estrategias a la hora de su explotación económica. En el sector hidrocarburos ha sido generalizada la conformación de grandes empresas de bandera nacional (YPF, Petrobras, PDVSA, YPFB, PEMEX, Ecopetrol, PetroEcuador, etc.) que, aunque creadas originalmente como monopolios, en años recientes han mostrado una mayor apertura a la asociación con empresas privadas en las diferentes etapas de producción. En el sector minero, la única gran empresa de este tipo se encuentra en Chile (CODELCO) siendo mayoritaria la operación de grandes empresas mineras internacionales.
- Existe una amplia gama de instrumentos fiscales disponibles para lograr una adecuada apropiación estatal de las rentas provenientes de estas actividades. Sin embargo, más allá de la elección específica de cada país, un marco fiscal de referencia incluiría: i) regalías basadas en los ingresos brutos; ii) un impuesto focalizado explícitamente en las rentas económicas (en función de los resultados de la extracción); iii) el tradicional impuesto sobre los ingresos de las sociedades. Además de distintos mecanismos de participación directa del Estado (contratos de producción compartida y participaciones accionarias), también pueden ser aplicados bonos de signatura y de producción, regalías escalonadas (*sliding-scale*) o contingentes e impuestos sobre ingresos extraordinarios (*windfall taxes*).
- Cada uno de los instrumentos utilizados posee ciertas ventajas y desventajas en cuanto a su contribución efectiva a una serie de objetivos que los países ricos en recursos no renovables suelen perseguir a través de los regímenes fiscales aplicados en los sectores extractivos. En este sentido, resulta fundamental encontrar un equilibrio entre la necesidad de obtener ingresos fiscales (que viabilicen la movilización de recursos en las economías domésticas) con los criterios de eficiencia, equidad, estabilidad, flexibilidad, administración del riesgo para el Estado y el sector privado y la progresividad del régimen fiscal, es decir su capacidad para lograr una captación creciente de rentas por parte del Estado a medida que se alcanzan niveles superiores de rentabilidad. Si bien la literatura especializada ha sido insistente en recomendar la introducción de instrumentos basados en este último argumento (impuestos sobre la renta pura del recurso), el actual contexto internacional de precios declinantes parece obligar a los países a subordinar dicho objetivo a la prioridad de asegurar la obtención de ingresos fiscales, especialmente en aquellos países con un elevado grado de dependencia fiscal respecto de los recursos provenientes de industrias extractivas.
- Aún cuando la administración tributaria de estos regímenes fiscales no debiera ser distinta a la de otros sectores de la economía, suelen presentarse algunos factores que le otorgan cierta complejidad. Las empresas mineras y petroleras privadas suelen formar parte de grandes multinacionales que exigen un control eficiente de sus operaciones (ingresos, costos y riesgos implícitos), siendo relevantes los mecanismos de tributación internacional aplicados, por ejemplo, en el tratamiento de los precios de transferencia y otras maniobras de evasión o elusión fiscal. Dadas las características intrínsecas de estos sectores, suelen

contemplarse también algunos instrumentos que resultan específicos a los mismos como las barreras de protección fiscal (*ring-fencing*) para delimitar los proyectos de explotación y ciertas deducciones especiales como las deducciones por agotamiento de los yacimientos.

Los recursos naturales no renovables como fuente de ingresos fiscales en América Latina y el Caribe

- Las estadísticas disponibles permiten comprobar que son varios los países de la región donde la explotación de recursos no renovables adquiere una relevancia económica destacada. Ante el ciclo alcista de precios internacionales que se experimentó entre 2003 y 2008, muchos de ellos introdujeron una serie de reformas fiscales con la clara finalidad de aumentar el margen de apropiación estatal de rentas generadas en los sectores extractivos. En particular, se avanzó en asegurar el control estatal de los recursos disponibles (Argentina, Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador, Venezuela), se introdujeron nuevos tributos en Argentina, Estado Plurinacional de Bolivia, Chile, Perú y Venezuela, al tiempo que se fortalecieron los esquemas de regalías en el Estado Plurinacional de Bolivia, Brasil, Colombia, y Perú, y se establecieron impuestos sobre los ingresos extraordinarios en el Estado Plurinacional de Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela. Luego de la crisis, los países siguieron ajustando y actualizando sus respectivos regímenes fiscales, siendo la reforma energética en México de 2013 uno de los casos más importantes. En algunos casos, por ejemplo Chile y Perú, las reformas se han encontrado con el obstáculo que representa la preexistencia de contratos o cláusulas de estabilidad tributaria.
- En el sector de hidrocarburos, varios países obtienen un monto notable de recursos fiscales (para 2013, en el Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela superaron el 12% del PIB; mientras que en Colombia alcanzaron un 4,4% del PIB y en México y Surinam un 5,4%). Sin embargo, no todos ellos alcanzan niveles suficientes de apropiación estatal de la renta económica potencial, al menos en comparación a los estándares internacionales, a pesar de haber registrado incrementos en este indicador a lo largo de los últimos 15 años (Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador y México captan alrededor del 70% de la renta hidrocarburífera mientras que Trinidad y Tabago y Venezuela no logran superar el 40%, en promedio para el período 2010-2013). Vale agregar que en seis de estos países (Estado Plurinacional de Bolivia, Ecuador, México, Surinam, Trinidad y Tabago y Venezuela), el grado de dependencia fiscal respecto a la contribución de los sectores extractivos es muy significativa y ha superado, en promedio para el período 2010-2013, el 25% (y hasta el 40%) de los ingresos fiscales totales del Estado. En cuanto a la estructura de los regímenes aplicados, se observan sistemas tradicionales de regalías y de impuestos sobre la renta corporativa, los cuales - recientemente y sólo en algunos casos- han sido complementados con instrumentos más sofisticados (impuestos o regalías escalonadas y distintas variantes de participación estatal en la producción o las utilidades). En algunos casos como el de Ecuador o el de México, el control estatal de las operaciones de exploración y extracción (*upstream*), mismo las de transporte, refinación y comercialización (*downstream*), están concentradas en manos del Estado con regímenes fiscales muy particulares.
- En el sector minero, a pesar de constituir una actividad con cierta relevancia y gran potencialidad económica en toda la región, sobresale el caso de Chile tanto por la magnitud de los recursos involucrados (con un máximo de 8,4% del PIB en 2006, promedió 3,4% entre 2010 y 2013 pero se ubicó en 2,1% en ese último año, con un aporte mayoritario de CODELCO), por el margen de apropiación de las rentas mineras (20,3% en promedio para el período 2010-2013) y, muy especialmente, por el grado de dependencia fiscal respecto de los ingresos provenientes de la minería del cobre (15,3%

de los ingresos totales del gobierno central para idéntico período). Muy por detrás, en términos relativos, se ubican Perú (1,5% del PIB y 7,4% de los ingresos totales en el período 2010-2013) y el Estado Plurinacional de Bolivia (1,1% y 3,2%, respectivamente), mientras que son reducidos los valores registrados en Argentina, Brasil, Colombia, Jamaica y México. Más allá de las diferentes combinaciones y denominaciones de los instrumentos aplicados en cada país de la región, una diferencia fundamental con el sector de hidrocarburos radica en el hecho de que los regímenes fiscales vigentes se basan fundamentalmente en el impuesto sobre los ingresos societarios (que aporta el grueso de los ingresos fiscales en la mayoría de los casos) y, en menor medida, por sistemas de regalías determinadas en función del valor bruto de producción. En ese sentido, constituyen dos excepciones destacadas el caso chileno, donde se aplica el Impuesto Específico a la Actividad Minera, y el caso peruano, donde en 2011 se introdujeron el Impuesto Especial a la Minería y el Gravamen Especial a la Minería, todos ellos con tasas progresivas sobre el margen operativo del proyecto de explotación.

Distribución regional de los ingresos fiscales y política tributaria para la protección ambiental

- Tan importante como la obtención de recursos fiscales provenientes de la explotación de recursos naturales no renovables es la distribución y asignación de los mismos entre las distintas jurisdicciones de cada país. La teoría normativa del federalismo provee una serie de argumentos a favor de la centralización de las potestades tributarias sobre la base de criterios de eficiencia económica y correspondencia fiscal, equidad distributiva y estabilización macroeconómica. Sin embargo, en lo que respecta al manejo fiscal de los recursos naturales, los aspectos políticos y constitucionales —vinculados a la propiedad legal sobre los recursos del subsuelo— hacen que sea deseable reconocer algún rol a los gobiernos subnacionales en el manejo de los ingresos fiscales provenientes de industrias extractivas.
- Con la excepción de Argentina, donde las provincias productoras de hidrocarburos y minerales poseen plena potestad sobre las regalías que aplican (si bien el marco legal general lo establece el gobierno central), se observa en los países de América Latina y el Caribe un alto grado de centralización fiscal en este ámbito (incluso en un país claramente federal como Brasil), complementado con distintos sistemas de coparticipación de recursos y de transferencias entre niveles de gobierno. Esta asignación de recursos es, al menos en la región, casi excluyente a las regiones o localidades productoras respecto de las no productoras, con cierta escasez de mecanismos de compensación para asignar también recursos a estas últimas. Además, se advierte la prevalencia de las regalías sobre los impuestos como base de la distribución regional de la renta extractiva a los gobiernos subnacionales, con excepciones importantes como las del Estado Plurinacional de Bolivia (con la distribución del IDH en hidrocarburos) y Perú (que distribuye 50% de los ingresos por concepto de impuesto a la renta que pagan las empresas productoras a través del canon minero y gasífero).
- La distribución de los ingresos fiscales debe contemplar, asimismo, las diferentes circunstancias regionales con un tratamiento global que no pierda de vista tanto las necesidades de financiamiento como la protección ambiental en los respectivos gobiernos subnacionales. En los últimos años, se han registrado una serie de conflictos locales relacionados con la explotación de minerales e hidrocarburos en los países de la región. Ni siquiera el otorgamiento de una compensación sustancial apacigua a los habitantes de las comunidades locales, sobre todo, por la falta de confianza derivada de su limitado poder de decisión en la regulación del medio ambiente y de una tradición de promesas incumplidas por parte de los gobiernos y las empresas petroleras y mineras. En la actividad minera, de acuerdo al Observatorio de Conflictos Mineros de América Latina (OCMAL), se han identificado más de 200 conflictos entre los gobiernos y las empresas operadoras en relación con su impacto ambiental en la región. En el sector hidrocarburos los conflictos

son menos numerosos (por la mayor participación del Estado en la producción, lo que no garantiza una menor contaminación ambiental) pero suelen ser más nocivos para el entorno. Estos conflictos pueden darse entre las compañías mineras y las comunidades afectadas (por cuestiones ambientales), entre distintos niveles de gobierno (por la distribución de los ingresos fiscales) y entre los gobiernos y las empresas internacionales (tanto por aspectos fiscales como ambientales). En este sentido resulta fundamental una adecuada coordinación institucional entre agencias encargadas de la administración y la regulación de las actividades de explotación de recursos naturales no renovables y aquellas responsables de la recaudación de ingresos fiscales derivados de su imposición.

- Ante la percepción generalizada de que los esquemas regulatorios tradicionales resultan insuficientes para responder adecuadamente a los procesos de deterioro ambiental, ha ganado aceptación a nivel mundial la incorporación de instrumentos económicos en la gestión ambiental no para sustituir sino complementar los marcos regulatorios existentes, y dentro de este conjunto se destacan los impuestos y cargos ambientales. Aunque resultan aplicables a todas las etapas productivas donde se generan externalidades ambientales, hasta el momento estos instrumentos se han concentrado en las etapas del *downstream*, limitando a los impuestos del *upstream* a su finalidad recaudatoria. Sin embargo, en los países desarrollados (Unión Europea y Norteamérica) pueden encontrarse tributos específicos aplicados sobre la extracción de recursos naturales no renovables con una clara orientación hacia la protección del medio ambiente. Una alternativa posible está dada por la asignación específica de una parte de los ingresos generados por estos tributos (o por aquellos diseñados para la captación de rentas extractivas como las regalías) para el financiamiento de los organismos gubernamentales encargados de las políticas ambientales. Si bien las evidencias en la región muy escasas todavía, los casos de Brasil (reservando una parte de los ingresos por regalías mineras) y Perú (a través de la introducción del Aporte por Regulación en el sector minero) podrían servir de modelos a tener en cuenta para su potencial adaptación e implementación gradual en los países productores de la región.

Bibliografía

- Acquatella, J. (2001); “Aplicación de Instrumentos Económicos en la Gestión Ambiental de América Latina y el Caribe: Desafíos y Factores Condicionantes”, Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 31, CEPAL, Santiago de Chile, enero.
- _____ (2005); “El papel conjunto de las autoridades fiscales y ambientales en la gestión ambiental de los países de América Latina y el Caribe”, en *Acquatella, J. y Bárcena, A. (2005); “Política Fiscal y Medio Ambiente: bases para una agenda común”*, Libro de la CEPAL No. 85, Diciembre, pp. 25-64.
- Acquatella, J.; Altomonte, H.; Arroyo, A. y J. Lardé (2013); “Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: Evolución 1990-2010”, Serie Seminarios y conferencias N° 72, CEPAL, Santiago de Chile, junio.
- Ahmad, E. y Mottu, E. (2003); “Revenue from the oil and gas sector: issues and country experience”, en *J.M. Davis, R. Ossowski and A. Fedelino (eds.), Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*, Washington, DC: International Monetary Fund, pp. 216-42.
- Barde, J.P. (2005); “Reformas tributarias ambientales en países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE)”, en *Acquatella, J. y Bárcena, A. (2005); op. cit.*, pp. 105-126.
- Baunsgaard, T. (2001); “A premier on Mineral Taxation”, IMF Working Paper, WP/01/139.
- Boadway, R. y Keen, M. (2010); “Theoretical perspectives on resource tax design”, en *P. Daniel, M. Keen y C. McPherson (eds.), The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. Routledge, New York, pp. 13-74.
- Brosio, G. (2013); “Interacciones intergubernamentales entre los impuestos sobre el petróleo y el gas y la protección ambiental”, Serie Macroeconomía del desarrollo N° 128, CEPAL, Santiago de Chile, febrero.
- Brosio, G. (2015); “Análisis de los aspectos fiscales de la minería de gran porte en Uruguay”, documento de trabajo para la Oficina de Montevideo de la CEPAL, en prensa.
- Brosio, G. y Jimenez, J.P. (2012); “Intergovernmental allocation of revenue from natural resources: Finding a balance between centripetal and centrifugal pressure”, en *Brosio, G. and J. P. Jimenez (eds.) “Decentralization and reform in Latin America”*, Edward Elgar Publishing, pp. 290-319.
- Calder, J. (2010). “Resource tax administration: Functions, procedures and institutions,” en *P. Daniel, M. Keen and C. McPherson (eds.), op. cit.*, Routledge, New York, pp. 340-377.
- CEPAL (2013a); “Panorama fiscal de América Latina y el Caribe 2013: Reformas tributarias y renovación del pacto fiscal”, (LC/L.3580), Santiago de Chile, febrero.
- _____ (2013b); “Recursos naturales: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe”, (LC/L.3748), Santiago de Chile, diciembre.
- _____ (2014); “Pactos para la igualdad. Hacia un futuro sostenible”, documento oficial del 35° período de sesiones de la CEPAL (Lima, Perú), LC/G.2586 (SES.35/3), Santiago de Chile, abril.
- Corbacho, A.; Fretes Cibils, V. y E. Lora (eds.) (2013); *Recaudar no basta: los impuestos como instrumento de desarrollo*, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Fondo de Cultura Económica.

- Daniel, P.; Goldsworthy, B.; Maliszewski, W.; Mesa Puyo, D. y Watson, A. (2010); “Evaluating fiscal regimes for resource projects” en *P. Daniel, M. Keen and C. McPherson (eds.), op. cit.*, Routledge, New York, pp. 187-240.
- Del Valle, M. (2013); “Ingresos Fiscales por Explotación de Recursos Mineros e Hidrocarburos en Perú”, Resumen de políticas del BID N° 197, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Washington DC, septiembre.
- European Commission (2013); “Environmental taxes - A statistical guide”, Eurostat, Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- European Environmental Agency (2008); “Effectiveness of Environmental Taxes and Charges for Managing Sand, gravel and rock extraction in selected EU countries”, EEAREport No 2/2008, Copenhagen.
- FMI -Fondo Monetario Internacional- (2012); “Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation”, Fiscal Affairs Department, August.
- _____ (2014); “Commodity Market Monthly (December)”, Research Department, Commodities Team, Washington, D.C.
- Fullerton, D., Leicester, A., Smith, S. (2008); “Environmental Taxes”, NBER Working Paper 14197, Cambridge (MA).
- Garay Salamanca, L.J. (Director) (2013); “Minería en Colombia: Fundamentos para superar el modelo extractivista”, Contraloría General de la República, Mayo.
- Garnaut, R. y Clunies Ross, A. (1983); *Taxation of Mineral Rents*, Clarendon Press, Oxford.
- Gómez Sabafni, J.C. y Morán, D. (2013); “Política tributaria y protección del medioambiente. Imposición sobre vehículos en América Latina”, Serie Macroeconomía del desarrollo N° 141, CEPAL, Santiago de Chile, octubre.
- Goulder, L.H. (1995); “Environmental Taxation and the Double Dividend: A Reader’s Guide”, *International Tax and Public Finance*, August, 2(2), pp. 157-83.
- Goulder, L.H., Parry, I.W.H. (2008); “Instrument Choice in Environmental Policy”, *Review of Environmental Economics and Policy*, volume 2, issue 2, summer 2008, pp. 152–174.
- Guj, P. (2012); “Mineral royalties and other mining specific taxes”, *International Mining for Development Centre*, Australia.
- Guj, P.; Bocoum, B.; Limerick, J.; Meaton, M. and B. Maybee (2014); “How To Improve Mining Tax Administration and Collection Frameworks. A Sourcebook”, The World Bank, Washington, D.C., April.
- Hutchinson, M. (1994), “Manufacturing sector resiliency to energy booms: Empirical evidence from Norway, the Netherlands, and the United Kingdom.”, *Oxford Economic Papers. New Series.* 46, 2: 311–329.
- ICMM (2009); “The Challenge of Mineral Wealth: using resource endowments to foster sustainable development. Minerals Taxation Regimes, a review of issues and challenges in their design and application: Analysis and observations”, *International Council on Mining and Metals and the Commonwealth Secretariat*, London, United Kingdom, February. www.icmm.com
- Jiménez, J.P. y Tromben, V. (2006); “Política fiscal en países especializados en productos no renovables en América Latina”. Serie Macroeconomía del Desarrollo N° 46, CEPAL, Santiago de Chile, abril.
- Johnston, D. (1994); *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- Kellas, G. (2010); “Natural gas. Experience and issues”, en *P. Daniel, M. Keen y C. McPherson (eds.), op. cit.*, Routledge, New York, pp 163-183.
- Konisky, D. (2006); “Regulatory competition and the Politics of Environmental Enforcement”; MIT, June.
- Land, B.C. (2010); “Resource rent taxes. A re-appraisal”, en *P. Daniel, M. Keen y C. McPherson (eds.), op. cit.*, Routledge, New York, pp 241-262.
- Lazzari, S. (2006); “The Crude Oil Windfall Profit Tax of the 1980s: Implications for Current Energy Policy”, CRS Report for Congress, Order Code RL33305, March.
- McKenzie, K. (2006); “Fiscal federalism and the taxation of nonrenewable resources”, en *R. Bird and F. Vallaincourt (eds.), Perspectives on Fiscal Federalism*, Washington, DC: World Bank Institute, pp. 247-265.
- McLure, C.E. (2003); “The assignment of oil tax revenue”, en *J.M. Davis, R. Ossowski and A. Fedelino (eds.), op. cit.*, Washington, DC: International Monetary Fund, pp. 204-15.
- Medinaceli, M. (2010); “Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América Latina 2010”, OLADE.

- Nackle, C. (2010); "Petroleum fiscal regimes. Evolution and changes", en *P. Daniel, M. Keen y C. McPherson (eds.), op. cit.*, Routledge, New York, pp 89-121.
- Oates, W.E. (1995); "Green Taxes: Can We Protect the Environment and Improve the Tax System at the Same Time?" *Southern Economic Journal*, Vol. 61, No. 4 (Apr., 1995), pp. 915-922.
- _____ (2001); "A reconsideration of Environmental Federalism", *Resources for the Future*, Discussion Paper dp-01-54.
- OECD (2010); *Taxation, innovation and the Environment*. Paris, October.
- OEFA -Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental- (2014); "El financiamiento de la fiscalización ambiental en el Perú: El aporte por regulación que percibe el OEFA", Lima, agosto. www.oefa.gob.pe
- Otto J., Andrews C., Cawood F., Doggett M., Guj P., Stermole F., Stermole J., and Tilton J. (2007); "Mining Royalties: A global study of their impact on investors, government and civil society", The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank (Directions in Development, Energy and Mining), Washington, D.C.
- Piffano, H.L.P. (2004) "Los recursos no renovables en un sistema federal", en *Alberto Porto (director), "Disparidades Regionales y Federalismo Fiscal"*, UNLP, Edulp, La Plata, marzo, pp. 277-295.
- Pigou, A.C. (1920); *The Economics of Welfare*, London: Macmillan and Co.
- PricewaterhouseCoopers (2011); "Mine 2011. The game has changed", Review of global trends in the mining industry. www.pwc.com/mining
- Saade Hazin, M. (2013); "Desarrollo minero y conflictos socioambientales. Los casos de Colombia, México y Perú", Serie macroeconomía del Desarrollo N° 137, CEPAL, Santiago de Chile, septiembre.
- Scott, A. (ed.) (1975); *Natural Resource Revenues: A Test of Federalism*, Vancouver: University of British Columbia Press (British Columbia Institute for Economic Policy Analysis).
- Shobe, W. y Burtraw, D. (2012); "Rethinking Environmental Federalism in a Warming World", Center for Economic and Policy Studies, University of Virginia, WP 12-01.
- Sinn, H-W. (2014); *The Green Paradox. A Supply-Side Approach to Global Warming*. Cambridge: The MIT Press.
- Tissot, R. (2010); "Challenges of Designing an Optimal Petroleum Fiscal Model in Latin America, Energy Working Paper, Inter-American Dialogue, Washington, D.C.
- Tordo, S. (2007); "Fiscal Systems for Hydrocarbons. Design Issues", Working Paper No. 123, World Bank, Washington.
- Vogel, D., Toffel, M., Post, D. y Uludere Aragon, N. (2010); "Environmental Federalism in the European Union and the United States", Harvard Business School, February.
- Vollebergh, H. (2012); "Environmental taxes and Green Growth", The Hague: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.
- World Bank (2014); "Commodity Markets Outlook", *Global Economic Prospects*, Washington, D.C., October.



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)
www.cepal.org