

FONDO MONETARIO INTERNACIONAL

**Regímenes fiscales de las industrias extractivas: Diseño y aplicación**

Preparado por el Departamento de Finanzas Públicas

Aprobado por Carlo Cottarelli

15 de agosto de 2012

Índice	Página
Siglas y glosario .....	4
I. Introducción.....	8
II. Diseño y evaluación de los regímenes fiscales de las IE .....	11
A. Principales características de las IE en materia tributaria.....	11
B. Objetivos de los regímenes fiscales para las IE .....	15
C. Sistemas fiscales generales para las IE .....	18
D. Instrumentos fiscales para las IE.....	21
E. Los efectos de la tributación en la prospección, el desarrollo y la extracción .....	27
F. Análisis de escenarios de regímenes fiscales de extracción de recursos: Modelo FARI.....	30
G. Evaluación de regímenes fiscales alternativos.....	30
III. Administración y transparencia .....	34
IV. Ingresos provenientes de las IE .....	37
A. Ingresos públicos provenientes de las IE .....	37
B. Las tasas efectivas del impuesto en la práctica .....	40
V. Algunos problemas actuales.....	41
A. Estabilidad y credibilidad.....	41
B. Cuestiones internacionales .....	43
C. Tributación y otorgamiento de derechos.....	44
Cuadros	
1. Potencial de ingresos de las IE: Grupo de países africanos .....	10
2. Mecanismos fiscales en las IE: Evaluación frente a principales objetivos.....	19
3. Mecanismos fiscales en las IE: Naturaleza y prevalencia .....	26
4. Objetivo primario del gobierno y mecanismo pertinente .....	33

## Gráficos

1. Evolución de los precios del petróleo y del cobre .....	13
2. Precios del petróleo proyectados y reales .....	13
3. Composición del ingreso.....	27
4. Tasas medias efectivas del impuesto para hidrocarburos y minería.....	32
5. Hidrocarburos: Ingresos públicos por país, 2001–10 .....	38
6. Minería: Ingresos públicos por país, 2001–10.....	39
7. Minería e hidrocarburos: Ingresos públicos por país, 2001–10.....	39
8. Hidrocarburos: Ingresos públicos, 2001–10 .....	40
9. Minería: Ingresos públicos, 2001–10.....	40

## Recuadros

1. Formas de reparto de la producción.....	20
2. Dos formas principales de impuesto sobre las rentas .....	24
3. Regímenes fiscales en países de mayor ingreso .....	28

## Apéndices

I. Principales aspectos de las consultas con organizaciones de la sociedad civil (OSC) y empresas de la IE .....	46
II. Asistencia técnica sobre regímenes fiscales de la IE desde 2006 .....	49
III. Aspectos relacionados con el impuesto sobre la renta de las empresas que revisten especial importancia para las industrias extractivas .....	52
IV. ¿Qué tasa de sobreamortización debería usarse en los impuestos sobre rentas? .....	58
V. Modelización del impacto de los regímenes fiscales en la prospección y explotación de recursos .....	60
VI. Evaluación mediante el modelo FARI de diferentes mecanismos de IRRN .....	61
VIII. Datos sobre ingresos utilizados en este estudio .....	79
IX. Mejora de los datos sobre ingresos públicos provenientes de recursos naturales .....	81
X. Estimación de las tasas efectivas de impuesto de las empresas de la IE .....	83

## Cuadros de los apéndices

1. Objetivos e indicadores medibles .....	61
2. Regímenes fiscales de hidrocarburos.....	63
3. Ejemplos de proyectos .....	65
4. Resultados con incertidumbre del precio del petróleo.....	66
5. Evaluación de regímenes fiscales de minería .....	72
6. Ejemplo de proyecto aurífero.....	73
7. Resultados con incertidumbre del precio del oro.....	75
8. Países de la muestra .....	80
9. Cálculos ilustrativos de la IETR para minería .....	85
10. Cálculos ilustrativos de la TMEI para hidrocarburos .....	87

## Gráficos de los apéndices

1. AT sobre tributación de recursos naturales por sector, ejercicios 06–12.....	50
2. Número de misiones y otras actividades por ejercicio, 2006–12 .....	50
3. Evaluación de los mecanismos fiscales para hidrocarburos: Condiciones económicas de caso determinístico/exitoso.....	64
4. Resultados con incertidumbre del precio del petróleo .....	66
5. Análisis de VME par proyecto de 290 millones de barriles de petróleo .....	69
6. Evaluación de mecanismos fiscales de minería .....	74
7. TMEI esperada con incertidumbre del precio del oro .....	75
8. Distribución de las TMEI de las empresas de hidrocarburos .....	88

## Recuadro de los apéndices

1. Valor monetario esperado para decisiones de prospección .....	68
--	----

Referencias.....	89
------------------	----

## SIGLAS Y GLOSARIO

ACC	Deducción del capital total de la empresa (para fines tributarios)
ACE	Deducción del patrimonio neto de la empresa (para fines tributarios)
Acuerdos anticipados de precios AAP	Acuerdo entre la autoridad tributaria y el contribuyente sobre el método de valoración de transacciones anticipadas para fines de determinación de los precios de transferencia.
AEO	<i>Annual Energy Outlook</i> (informe anual sobre perspectivas de energía), Departamento de Energía de Estados Unidos
AT	Asistencia técnica
BEP	Barriles de equivalente de petróleo (unidad de medida de petróleo y gas)
bl	Barril.
Bonificación	Pago de monto global que se efectúa por concepto de derechos mineros (petróleo, gas o minerales), o en el momento de suscripción del contrato o cuando se alcanzan ciertos umbrales de producción.
Contabilización de reservas	Incorporación de las reservas en el cálculo del valor del activos de un empresa
<i>Cost oil</i>	Parte de la producción total destinada a la recuperación de costos
CPC	Contrato de producción compartida
Cuasi-rentas	Rentas atribuibles a inversiones anteriores, o a factores de la producción cuya oferta es temporalmente fija
EITI	Iniciativa para la transparencia de las industrias extractivas
Esquisto	Roca sedimentaria compacta que almacena petróleo o gas no convencional; debido a su baja permeabilidad, la extracción debe realizarse mediante <i>fracking</i> o extracción hidráulica.
FARI	Análisis fiscal de las industrias de extracción de recursos ( <i>Fiscal Analysis of Resource Industries</i> , sistema de simulaciones fiscales del Departamento de Finanzas Públicas del FMI, FAD)
<i>Fracking</i>	Fracturación hidráulica (inyección de agua, arena y sustancias químicas para fracturar el esquisto con el fin de liberar petróleo o gas)
GAAP	Principios de contabilidad generalmente aceptados
GNL	Gas natural licuado (metano superrefrigerado para almacenamiento y transporte como líquido)
Hidrocarburos	Petróleo crudo y gas natural
IE	Industrias extractivas
IETR	Tasa Efectiva del Impuesto Diferencial (por sus siglas en inglés)
IRE	Impuesto sobre la renta de las empresas
IRP	Impuesto a la renta petrolera
IRRN	Impuesto a la renta de recursos naturales
IVA	Impuesto al valor agregado
IVR	Impuesto variable sobre la renta
LTBR	Tasa de bonos a largo plazo (por sus siglas en inglés)

METR	Tasa marginal efectiva del impuesto (por sus siglas en ingles)
MM	Convención en la industria petrolera para designar “millones”
Participación gratuita del Estado	Porcentaje de participación asignado al Estado en un proyecto de IE sin contraprestación para el inversionista privado (en la práctica, acompañada por lo general de ventajas tributarias, o contribuciones de derechos o infraestructura, y por lo tanto no “gratuita” en el sentido estricto)
Participación pasiva del Estado	Porcentaje de participación en un proyecto en la que el estado no paga un precio de mercado por esta participación o en la que sus obligaciones son contribuidas en parte por terceros
Perímetro fiscal	Perímetro fiscal dentro del cual los costos e ingresos de las empresas de propiedad común pueden consolidarse para fines tributarios
<i>Profit oil</i>	Saldo de la producción después de deducir el volumen de petróleo destinado a la recuperación de costos
Propuesta Henry	Impuesto uniforme sobre la renta de los recursos naturales basado en el sistema de deducción del capital total de las empresas (Australia, Informe Henry, 2010)
Regalía	Cargo por concepto de extracción de minerales, por lo general <i>ad valórem</i> sobre los ingreso brutos), pero puede ser específico (importe fijo) por volumen o peso, o variar con el precio. Se usa también “regalía de utilidades netas” cuando se deducen ciertos costos, en cuyo caso es similar a un impuesto sobre el ingreso o la renta.
Rentas	Ingreso en exceso de todos los costos de producción, incluida la tasa mínima de retorno del capital (a veces denominadas “utilidades superiores a lo normal”)
Producción compartida	Mecanismo fiscal por el cual la producción en un punto de suministro en la superficie se reparte entre una entidad estatal y un contratista privado
Sobreamortización ( <i>uplift</i> )	Monto que con fines de deducción impositiva o recuperación de costos se suma al costo de activos de capital o de pérdidas imputadas a ejercicio futuros (el primero a veces es “deducción para inversión”, el segundo a veces es “tasa de acumulación”)
Subcapitalización	Uso generalizado de deuda, en relación con los fondos propios, para el financiamiento de un proyecto o una empresa
TMEI	Tasa media efectiva del impuesto
TPD	Tasa de producción diaria (método para determinar la escala del reparto del petróleo o gas que rinde utilidad ( <i>profit oil/gas</i> ))
TR	Tasa de rendimiento
VME	Valor monetario esperado
VPN (x)	Valor presente neto (con tasa de descuento de x)
WEO	IMF World Economic Outlook
WTI	West Texas Intermediate (precio de referencia del petróleo de Estados Unidos)

## RESUMEN EJECUTIVO

**En el presente documento se proponen distintos mecanismos para alcanzar el potencial de ingresos públicos de las industrias extractivas (IE: petróleo, gas y minería), particularmente en los países en desarrollo.** Este tema ha pasado a ser de importancia creciente dentro de la labor de asesoramiento en materia de políticas públicas y de asistencia técnica (AT) del FMI, especialmente porque los recientes descubrimientos de minerales e hidrocarburos que han tenido lugar en varios países en desarrollo, le imprimen una nueva urgencia. En el documento se expone el marco analítico sobre el cual se sustenta la asesoría técnica prestada a diferentes países y sus elementos fundamentales.

**Los ingresos públicos provenientes de las IE tienen importantes implicaciones macroeconómicas.** Las IE suelen representar más de la mitad de los ingresos públicos en países con abundantes recursos de hidrocarburos y más del 20% en países mineros. La dependencia de los ingresos provenientes de las IE en los países ricos en recursos naturales —los cuales actualmente constituyen un tercio de los países miembros del FMI—ha incrementado, tendencia que al parecer ha de continuar.

**Aunque la generación de ingresos públicos ocupa un lugar prominente en el diseño de regímenes fiscales para las IE, esta plantea complejas disyuntivas.** Generar empleo en actividades conexas a las IE y abordar los impactos ambientales relacionados a la extracción de recursos naturales pueden ser también objetivos importantes, pero los ingresos fiscales provenientes de las IE son a menudo el beneficio principal para el país anfitrión. La perspectiva de obtener rentas sustanciales —una rentabilidad que exceda el mínimo requerido por el inversionista, resultante de que tan limitada sea la oferta del recurso subyacente— es lo que hace a las IE especialmente atractivas como fuente potencial de ingresos públicos.

**Los regímenes fiscales para las IE varían ampliamente, ya que actualmente existe una extensa gama de instrumentos tributarios para gravar estas industrias.** En este documento se pretende analizar cómo es la distribución de las rentas que surgen de los recursos naturales entre el Estado y el inversionista bajo los regímenes fiscales actuales. Los datos aquí analizados surgieron que en minería, los gobiernos comúnmente retienen un tercio o más de la renta; las simulaciones realizadas indican una participación mayor del Estado (de entre 40% y 60%), aunque estas no capturan todas las posibles fuentes de erosión de la base impositiva. Las simulaciones también indican que la participación del Estado es mayor en los *hidrocarburos*:<sup>1</sup> alrededor de 65% a 85%. Los regímenes fiscales que recauden rentas por debajo de estos promedios de referencia pueden ser un motivo de preocupación o, cuando los términos contractuales no puedan ser modificados razonablemente, de consternación.

---

<sup>1</sup> Se utiliza texto en letra cursiva la primera vez que aparecen los términos incluidos en el Glosario que figura al comienzo del documento.

**Las circunstancias propias de cada país exigen recomendaciones específicas, pero un régimen que combine una *regalía* con un impuesto orientado expresamente a gravar las rentas que surgen de los recursos naturales (además del impuesto normal sobre la renta de las empresas) puede resultara atractivo para muchos países en desarrollo.** Un régimen de ese tipo garantiza que se obtenga un ingreso mínimo al comienzo de la producción y que el ingreso del Estado aumente a medida que aumenten las rentas por concepto de precios más altos o costos más bajos; de este modo, también se puede incrementar la estabilidad y la credibilidad del régimen fiscal (aunque también pueden ser necesarios procesos que permitan una renegociación de los parámetros fiscales). Ese tipo de régimen también puede ayudar a equilibrar los desafíos administrativos propios de cada instrumento tributario. La existencia de normas y contratos transparentes tiende a mejorar la estabilidad y la credibilidad del régimen fiscal. Un diseño deficiente de los acuerdos tributarios internacionales, sin embargo, puede socavar seriamente el potencial de ingresos.

**Una administración eficaz es vital, pero regímenes fiscales complejos y la fragmentación de las responsabilidades son a menudo importantes impedimentos para una tributación eficiente de las IE.** La administración tributaria de las regalías no necesariamente es sencilla, ni la de los impuestos que gravan las rentas necesariamente difícil, como a veces se cree.

## I. INTRODUCCIÓN

1. **En el presente documento<sup>2</sup> se analizan varios instrumentos fiscales para alcanzar el potencial de ingresos de las industrias extractivas (IE—petróleo, gas y minería), particularmente en los países en desarrollo.<sup>3</sup>** El diseño e implementación de regímenes fiscales para la fase extractiva (exploración y producción) de las IE—minería e hidrocarburos (petróleo y gas)—es hoy uno de los temas principales del apoyo que brinda el FMI en materia de políticas públicas y de asistencia técnica (AT; apéndice II).<sup>4</sup> El objetivo del estudio es exponer el enfoque conceptual y esbozar las técnicas que orientan la asesoría ofrecida por los funcionarios del FMI.<sup>5</sup>

2. **Al ampliar la ya considerable importancia macroeconómica de las IE, los descubrimientos recientes y previstos hacen del diseño y la implementación de regímenes fiscales para las IE un desafío—y una oportunidad— clave para muchos países en desarrollo.** Estas cuestiones también son importantes para los países del G20, pero es en los países en desarrollo donde los desafíos son menos conocidos y más relevantes para el desempeño fiscal y otros aspectos de sus economías. En el apéndice II se describe el alcance y el crecimiento de la AT del FMI en materia de política tributaria para las IE.

3. **Actualmente se encuentran en curso varios mega-proyectos de IE, especialmente de petróleo, gas y mineral de hierro, en varios países de bajos ingresos (cuadro 1).** Es probable que esta tendencia continúe, en tanto los precios de las materias primas se mantengan al alza y sigan impulsando la exploración y el descubrimiento de yacimientos minerales y de hidrocarburos. Nuevas fuentes, como las de gas de *esquisto* (y otros recursos no convencionales de hidrocarburos), ofrecen oportunidades a varios países, y la aparición de nuevos materiales exigen la expansión de la producción de minerales raros. Es probable que existan grandes cantidades de recursos por descubrir. Por ejemplo, las estimaciones obtenidas

---

<sup>2</sup> En este documento se tuvieron en cuenta las conclusiones obtenidas de las reuniones de consulta celebradas con la sociedad civil y empresas de IE, y de una convocatoria abierta para formular comentarios: en el apéndice I se resumen dichas opiniones; las respuestas pueden consultarse en <http://www.imf.org/external/np/exr/consult/2012/NR/Comments.pdf>,

<sup>3</sup> Los ingresos no relacionados con los recursos naturales fueron analizados en un documento anterior del FMI, *Movilización de ingresos en los países en desarrollo* (<http://www.imf.org/external/spanish/np/pp/2011/030811s.pdf>) y otros aspectos fiscales de la gestión de la riqueza de recursos se abordan en el estudio complementario, *Macroeconomic Policy Frameworks for Resource-Rich Developing Countries* (<http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/082412.pdf>).

<sup>4</sup> Existen sólo cuatro instancias de condicionalidad del FMI en este tema en los últimos veinte años, siendo la más reciente un parámetro de referencia estructural para junio de 2012 sobre la creación de un impuesto a las rentas de los recursos minerales en Sierra Leona. Ha sido más común la condicionalidad relativa a la transparencia de las IE o a la auditoría de las empresas de IE.

<sup>5</sup> En esto se basa en gran medida en el reciente libro de Daniel, Keen y McPherson (2010) publicado por el Departamento de Finanzas Públicas.

de la base de datos Wealth of Nations (Banco Mundial, 2006 y 2010) indican que el valor de los activos conocidos del subsuelo africano por kilómetro cuadrado es apenas una cuarta parte del correspondiente a los países de ingresos altos. En los últimos años, las reservas minerales probadas a nivel mundial han aumentado, mientras que las tasas de extracción se aceleraron. Sin duda este cambio se debe en gran parte a avances tecnológicos y a los altos precios de los minerales. Sin embargo, los regímenes fiscales también parecen haber jugado un papel importante: por ejemplo, las modificaciones hechas por Angola a su régimen fiscal para hidrocarburos desde 1991, parecen haber incidido de manera importante en la expansión de las actividades de exploración y producción en los yacimientos en aguas profundas.

4. **El potencial de ingresos públicos derivados del petróleo es especialmente importante.** Gelb, Kaiser y Viñuela (2012) estiman que los costos de exploración y desarrollo en África Oriental alcanzan cerca de US\$6–US\$14 por barril. Si se aplican estos costos a toda la región de África subsahariana con un precio del petróleo de US\$80 por barril, y asumiendo que los gobiernos obtienen 50% del excedente del precio sobre el costo (muchos regímenes de la región probablemente captan más), un aumento de la producción de un millón de barriles por día, incrementaría anualmente los ingresos públicos en la región alrededor de US\$12.000 millones, suma equivalente al 1% del PIB de África subsahariana en 2011<sup>6</sup>. Sólo Angola aumentó su producción en un millón de barriles por día entre 2001–11, mientras que sus reservas probadas aumentaron en más del doble. En ese período, África subsahariana en conjunto incrementó en un 5% las reservas probadas (a 68 mil millones de barriles), de modo que el aumento de la producción diaria en un lapso de 10 años bien podría superar el millón de barriles. En mineral de hierro, África subsahariana tiene reservas que se estima podrían suministrar 120 años de la oferta mundial total (frente a alrededor de 500 años de oferta disponibles a nivel mundial)<sup>7</sup>. Si todas esas reservas se pudieran materializar, y los ingresos públicos resultantes fueran distribuidos (algo improbable) a lo largo de 500 años, los nuevos ingresos anuales sumarían alrededor de 0,7% del PIB de la región en 2011<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> Incluyendo a Sudán y Sudán del Sur.

<sup>7</sup> Estimación de BHP Billiton, Presentación de Andrew Mackenzie ante la Sociedad Geológica de Londres, “Mineral Deposits and their Global Strategic Supply”, 14 de diciembre de 2011.

<sup>8</sup> Suponiendo un precio CIF del mineral de hierro de \$107 por tonelada (WEO actual), costos globales de \$70 por tonelada y una participación del Estado de 40% en el excedente sobre costos.

**Cuadro 1. Potencial de ingresos de las IE: Grupo de países africanos**

<b>País/Proyecto</b>	<b>Mineral</b>	<b>Inversión US\$</b>	<b>Potencial de ingreso promedio anual (US\$ constantes de 2011; porcentaje del PIB de 2011)</b>	<b>Duración del proyecto (o proyectos)</b>
Ghana, Jubilee (Fase 1 solamente)	Hidrocarburos	US\$3.150 millones	US\$850 millones; 2,3	21 años
Guinea, Simandou y otros	Mineral de hierro	US\$4.000 millones para proyecto minero [más otros US\$6.000 millones en infraestructura ferroviaria y portuaria]	US\$1.600 millones; 30,7	21 años
Liberia	Mineral de hierro, hidrocarburos	US\$4.500 millones	US\$1.700 millones; <sup>1</sup> 147,8	20–30 años mineral de hierro; potencial 20+ para hidrocarburos (pero aún sin proyecto comprobado)
Mozambique, Rovuma (gas) Tete (carbón)	Gas y carbón	US\$20.000-30.000 millones	US\$3.500 millones; <sup>1</sup> 27,3	30–50 años
Sierra Leona, diversos	Mineral de hierro, hidrocarburos, diamantes	US\$4.600 millones	US\$400 millones; 18,2	15 años
Tanzania	Gas, oro, níquel	US\$20.000-30.000 millones	US\$3.500 millones; <sup>1</sup> 15,0	10–20 años oro (restante en minas existentes); 20-30 gas y níquel

Fuente: Elaborado por funcionarios del FMI.

Nota: Las estimaciones tienen por objeto mostrar el orden de magnitud. Las proyecciones de ingresos tienen alta sensibilidad a los supuestos respecto de los precios, las fases de producción y los costos subyacentes de producción y de capital.

<sup>1</sup> Los datos representan el ingreso anual en el nivel máximo de producción.

5. **Simulaciones realizadas confirman el potencial antes mencionado.** La interacción de factores geológicos, precios, regímenes fiscales y avances tecnológicos hace imposible pronosticar con precisión el nivel de ingresos futuros. No obstante, usando los supuestos

económicos antes mencionados para África subsahariana, el descubrimiento y desarrollo de un solo yacimiento petrolífero adicional en al menos 18 países (con potencial de hidrocarburos) generaría, en ingresos públicos, en un año casi el 2% del PIB de esos países (en los años de producción máxima de esos yacimientos). Cabe anotar que el impacto país por país difiere ampliamente. El gas natural podría tener un potencial similar.

6. **El problema fiscal central es garantizar una participación “razonable” del Estado en las rentas que surgen en las IE.** Las “rentas” —el excedente de los ingresos menos los costos de producción, incluidos los de exploración y desarrollo, así como la tasa de retorno normal del capital— son una base tributaria especialmente atractiva, ya que, en principio, pueden ser gravadas a una tasa de hasta 100% sin que la actividad privada deje de ser rentable. Existen, sin embargo, obstáculos importantes que en la práctica hacen que esto sea imposible, lo cual se analizará más adelante. Por “razonable” se entiende un reparto que al menos ofrezca a los inversionistas privados un incentivo suficiente para explorar, desarrollar y producir. Más allá de esta definición, las opiniones respecto a que es razonable bien pueden diferir.

7. **La estructura del presente documento es la siguiente.** En la sección II se estudian las características fundamentales de las IE que inciden en el diseño del régimen fiscal, para luego considerar el diseño y la evaluación de los regímenes fiscales para estas industrias; en la sección III se aborda la administración de los ingresos públicos y su transparencia; en la sección IV se examina lo que se conoce (lo cual es escaso) acerca de los ingresos públicos derivados de las IE. Finalmente, en la sección V se tratan algunas de las cuestiones más apremiantes en el diseño de regímenes fiscales para IE. En los apéndices se analizan más detalladamente importantes aspectos técnicos.

## II. DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LOS REGÍMENES FISCALES DE LAS IE

8. En esta sección se esbozan las características tributarias distintivas de las IE y los principales problemas que plantean el diseño y la evaluación de los instrumentos fiscales, considerados tanto a título individual como en forma combinada<sup>9</sup>.

### A. Principales características de las IE en materia tributaria

9. Entre otras se destacan las siguientes:

- ***Rentas potencialmente sustanciales***, que constituyen una base impositiva atractiva, tanto por motivos de eficiencia y como de equidad, especialmente si, como suele suceder, son percibidas por firmas extranjeras.

---

<sup>9</sup> Estos temas son analizados, y se brinda valioso material, en la Carta de Recursos Naturales ([www.naturalresourcecharter.org](http://www.naturalresourcecharter.org)) y en el libro de consulta sobre industrias extractivas respaldado por el Banco Mundial ([www.eisourcebook.org](http://www.eisourcebook.org)).

- ***Incertidumbre constante*** resultante, como factor más notorio aunque no el único, de los precios de las materias primas, no sólo por su amplia variabilidad (gráfico 1) sino también por la dificultad de predecirlos (gráfico 2)<sup>10</sup>. También existe una incertidumbre sustancial en materia geológica, de los costos de los insumos y de riesgo político (que puede ir desde la expropiación, hasta los cambios que se adopten en regímenes fiscales futuros, incluidos los motivados por factores climáticos y políticas ambientales).
- ***Información asimétrica***. Los inversionistas privados que emprenden actividades de exploración y desarrollo, por ejemplo, tienden a estar mejor informados que el gobierno acerca de los aspectos técnicos y comerciales del proyecto; sin embargo, el gobierno, a su vez, está mejor informado acerca de sus propias intenciones fiscales futuras.
- ***Altos costos irrecuperables, que crean problemas de consistencia temporal***. Los proyectos de IE comúnmente requieren gran desembolso de capital inicial por parte de los inversionistas, que no se pueden recuperar si se da por finalizado el proyecto antes de la etapa de producción. El poder de negociación se traslada entonces drásticamente del inversionista al gobierno, una vez que estos costos han sido incurridos. Incluso el gobierno mejor intencionado tendrá un incentivo para ofrecer condiciones fiscales atractivas antes de que comience un proyecto, para después — a medida que la base impositiva se vuelve mucho menos elástica— reajustar el régimen fiscal a su favor; sin embargo, un precedente como éste puede desincentivar la inversión (el problema de “*hold-up*”), en detrimento de ambas partes.
- ***La amplia participación de empresas multinacionales en muchos países...*** plantea cuestiones tributarias complejas (las multinacionales suelen tener más experiencia en temas fiscales que la mayoría de las administraciones tributarias en países emergentes) y genera sensibilidad en cuanto a la repartición de los beneficios derivados de recursos nacionales.
- ***...y la participación de empresas estatales en algunos países***, que potencialmente reduce los problemas de información asimétrica, genera también preocupación acerca de su eficiencia operativa y de la asignación de responsabilidades en materia de recaudación.
- ***Los productores pueden tener un gran poder de mercado*** cuando controlan una porción significativa de los depósitos mundiales. En la minería, por ejemplo, la

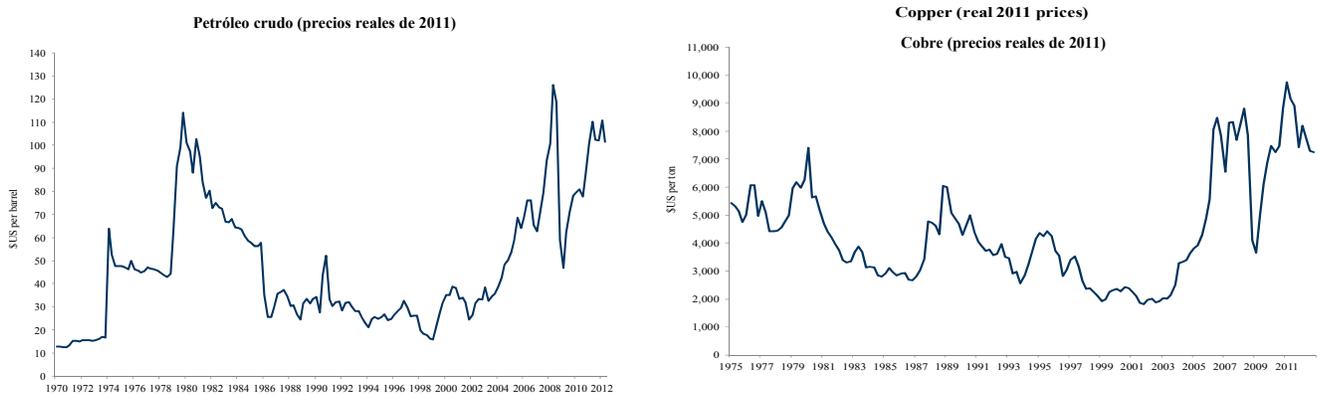
---

<sup>10</sup> En los últimos años, el Departamento de Estudios del FMI ha publicado numerosos estudios sobre el tema, como por ejemplo los de Bowman y Husain (2004) y de Reichsfeld y Roache (2011).

mayoría de los suministros de mineral de hierro en el mercado internacional son comercializados o despachados por sólo tres empresas; similarmente, Arabia Saudita es ampliamente reconocido como un país capaz de influir en los precios del petróleo.

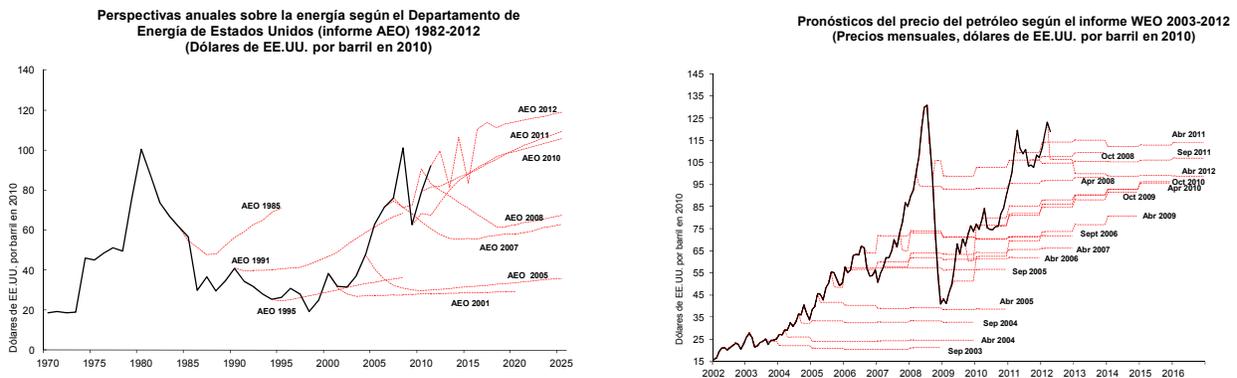
- **Agotabilidad.** La importancia del carácter finito de los depósitos minerales y de hidrocarburos para la economía y la evolución de los precios de las materias primas en el largo plazo es discutible<sup>11</sup>. A nivel de los proyectos, sin embargo, la posibilidad de agotamiento puede constituir una preocupación importante; un costo de oportunidad clave que entraña extraer el recurso hoy es la imposibilidad de hacerlo en el futuro.

**Gráfico 1. Evolución de los precios del petróleo y del cobre**



Fuente: Base de datos WEO del FMI.

**Gráfico 2. Precios del petróleo proyectados y actuales**



Fuentes: U.S. Department of Energy Outlook (1982, 1985, 1991, 1995, 2000, 2004–08 y 2009–12); y *Perspectivas de la economía mundial* del FMI (2003–12). Siguiendo a Ossowski *et al.* (2008).

Nota: Las líneas continuas en el gráfico izquierdo son los precios al contado del petróleo West Texas Intermediate (WTI); en el gráfico derecho representan el promedio WEO de las variedades WTI y Fateh. Las líneas punteadas representan proyecciones de precios.

<sup>11</sup> Las reservas petrolíferas comprobadas, por ejemplo, han seguido aumentando a pesar de los crecientes niveles de consumo.

10. **Es la magnitud y la combinación de estas características lo que distingue a las IE.** Dejando de lado la agotabilidad, las demás características también se encuentran en otros ámbitos: las empresas farmacéuticas, por ejemplo, enfrentan un considerable grado de incertidumbre en sus actividades de investigación, y las características propias de un monopolio natural pueden crear rentas considerables en las empresas de telecomunicaciones. Pero en otros sectores, estas características rara vez alcanzan el mismo nivel de importancia macroeconómica (aunque puede ser que algunas de las lecciones aprendidas en la tributación de las IE terminen aplicándose a otros sectores).

11. **Existen diferencias importantes entre los sectores del petróleo, del gas y de la minería.** La exploración suele ser más costosa y riesgosa en el caso de los hidrocarburos (un pozo en aguas profundas, por ejemplo, puede costar más de US\$100 millones, y la probabilidad de éxito en una nueva cuenca puede ser de 1 en 20, o menos). Pero los riesgos en la fase de “desarrollo” (llevar un descubrimiento a la etapa de extracción), y de fracaso durante la fase de extracción, pueden ser mayores en el caso de la minería. Las actividades mineras también pueden involucrar mayores riesgos políticos y ambientales, dado que típicamente se realizan en tierra firme en lugar de costa afuera,<sup>12</sup> y por ello causan más trastornos a las comunidades locales.

12. **Las estructuras comerciales tienden a ser diferentes entre los sectores de hidrocarburos y minero.** Por razones de índole impositiva, financiera, o a veces tecnológica, las uniones de empresas sin personería jurídica han sido frecuentes para desarrollar proyectos de hidrocarburos, en los que el capital es aportado en forma separada por las empresas y la producción es compartida. Esto genera intereses contrapuestos, situación que ayuda a las autoridades fiscales en el control de costos. Las uniones de empresas sin personería jurídica han sido utilizadas con mucha menor frecuencia en la minería, donde las principales empresas poseen una participación mayoritaria en empresas constituidas como sociedades locales.

13. **Los sectores de las IE, especialmente petróleo y gas, están entrando en un período de cambio.** El *‘fracking’* (fracturación hidráulica), al ser viable con los precios actuales, permite una explotación más intensiva del petróleo y del gas no convencional en tierra firme, con lo cual su extracción se asemeja más a la minería convencional. En las minas de cobre la producción ha seguido acelerándose a pesar de que la ley del mineral extraído es menor, porque el desarrollo de nuevas técnicas ha elevado marcadamente la eficiencia de procesamiento. Así mismo, la agenda en materia de transparencia está transformando tanto el grado de apertura de muchas empresas privadas que operan en las IE como lo que se espera de los gobiernos anfitriones.

---

<sup>12</sup> Hay excepciones, tales como el dragado costa afuera de diamantes en Namibia.

14. **Los países con abundantes recursos naturales difieren ampliamente en aspectos importantes a la hora de diseñar el régimen impositivo.** Más allá de las grandes diferencias en cuanto a su dependencia (potencial y real) de los ingresos derivados de las IE, existen diferencias estructurales en lo concerniente a la elección del tipo de régimen fiscal. Hay también diferencias en la práctica impositiva habitual (y probablemente apropiada) entre el petróleo, el gas y la minería. En algunos países probablemente sólo haya un, o algunos proyectos importantes (como el de uranio o niobio en Malawi), mientras que en otros países puede haber muchos, y la expectativa de que habrá más en el futuro (como en Iraq). En otros países (Guinea, la República Democrática Popular Lao, Sierra Leona, o Tanzania, por ejemplo) lo dispuesto en acuerdos anteriores impone fuertes limitaciones a los proyectos existentes, y los cambios necesarios sólo podrán introducirse muy gradualmente y por mutuo acuerdo; sin embargo, en la mayoría de países hay más margen para diseñar regímenes aplicables a proyectos futuros. En otros países, a su vez, los depósitos conocidos pronto estarán totalmente explotados (petróleo en Yemen, Bahrein o Indonesia, por ejemplo). Otros países tienen fuertes tradiciones y un sentimiento nacional a favor de la participación estatal (en México, por ejemplo, esto tiene carácter de restricción constitucional, lo que es algo habitual en muchos países de Oriente Medio, muy especialmente Iraq, Kuwait y Arabia Saudita). Los países que explotan yacimientos petroleros que trascienden fronteras nacionales (especialmente cuando hay disputas territoriales) enfrentan problemas tributarios especiales. Otro aspecto, por cierto no menor, es el hecho de que existen numerosas y marcadas diferencias en lo concerniente a la capacidad administrativa y las normas de gestión de gobierno.

15. **La minería artesanal es muy importante en varios países en desarrollo, especialmente de oro y piedras preciosas.** Históricamente la minería artesanal fue un sector de gran tamaño en Brasil; hoy es un sector importante en otros países también, como por ejemplo Sierra Leona, Surinam, Tailandia, Tanzania y Zambia. Aunque la minería artesanal es ilegal en varios países, es a menudo alentada por controles cambiarios o restricciones a los canales formales de venta de minerales. Estas operaciones no se tratan detenidamente en este documento: los temas fiscales (aunque no los ambientales o de orden público) tienen más en común con la agricultura en pequeña escala que con la minería a gran escala. No obstante, las buenas prácticas parecen consistir en cobrar regalías exigiéndoles a los comercializadores que las retengan en la fuente (en lugar de tratar de gravar los mineros directamente, excepto quizá con un pequeño canon de arrendamiento) y, por otra parte, garantizar que los impuestos al consumo sean establecidos y recaudados en las zonas mineras.

### **B. Objetivos de los regímenes fiscales para las IE**

16. **Aunque no el único, los ingresos públicos son generalmente el principal objetivo perseguido por los países anfitriones.** Crear empleo, tanto de manera directa como en actividades conexas, minimizar los trastornos en las comunidades locales y abordar las consecuencias ambientales son también prioridades frecuentes, en especial, pero no exclusivamente, para las actividades en tierra firme. Muchos de esos objetivos pueden tener

implicaciones para el diseño del régimen fiscal, pero aquí el foco está puesto en la recaudación. Por lo tanto, un objetivo clave es maximizar el valor presente de los ingresos públicos netos derivados de las EI, lo cual se puede lograr mediante impuestos orientados expresamente a gravar las rentas que surgen de los recursos naturales: por definición, cualquier otro tipo impuesto genera distorsiones que reducen tales rentas, y por ende el monto de la recaudación.

17. **Existen límites a la tasa con la que se pueden gravar las rentas, pero pocas pautas precisas sobre cuál podría ser un reparto “justo” o “razonable” entre las empresas y los gobiernos.** Hay varios obstáculos para gravar las rentas plenamente (a una tasa del 100%). La existencia de información asimétrica implica que los gobiernos anfitriones (como titulares) generalmente deben renunciar a algunas rentas con el fin de otorgar incentivos adecuados a productores que están mejor informados (sus agentes)<sup>13</sup>. También surgen dificultades prácticas para identificar correctamente cuáles son los ingresos y los costos, y también como consecuencia del uso de mecanismos de elusión tributaria.

18. **Diseñar un impuesto sobre las rentas también exige prestar cuidadosa atención a los costos en todas las etapas de producción, comenzando por la exploración (incluso cuando ésta no sea exitosa):** los rendimientos que superen la tasa de retorno mínima exigida por el inversionista, después de que se ha incurrido en costos de prospección y desarrollo —a veces denominados *cuasi rentas*— no pueden ser gravados al 100%, sin hacer que el emprendimiento en su conjunto resulte no rentable ex ante. La competencia tributaria también puede incidir en las decisiones de inversión: aun cuando los recursos en sí mismos son inmóviles, una oferta limitada de conocimientos técnicos y de equipos especializado puede restringir el número de áreas en las que puedan realizarse actividades de prospección y producción, forzando al inversionista a optar por aquellas jurisdicciones que ofrezcan un tratamiento impositivo más favorable. El principio de tributación de equidad y nociones de justicia en sí mismas poco dicen sobre la forma en que se deben repartir las rentas, aunque hay quienes consideran que el gobierno anfitrión tiene un derecho intrínseco a recibir el máximo rendimiento sobre los recursos naturales que son de su propiedad.

19. **El momento en que se reciben los ingresos públicos, no sólo su cuantía, puede ser importante.** Cuando el acceso a los mercados de crédito es limitado —o sencillamente a causa de una miopía política— los gobiernos probablemente prefieran recibir ingresos en las primeras etapas del proyecto. Por otra parte, la disposición a diferir el ingreso (mediante regalías más bajas, o una depreciación acelerada, o una mayor dependencia en impuestos a las rentas) puede reducir la percepción de riesgo de los inversionistas y por lo tanto el

---

<sup>13</sup> Supóngase, por ejemplo, que solo los productores saben si los costos de extracción serán altos o bajos. En ese caso, un régimen fiscal que no dejara rentas cuando esos costos son bajos significaría que ningún productor podría hacer una ganancia cuando fueran altos, aun cuando tal proyecto podría rendir grandes rentas antes de impuestos y de esa forma resultar conveniente desde el punto de vista social.

rendimiento esperado que exigen antes de decidirse a emprender operaciones de prospección o de desarrollo.

20. **Una asignación eficiente de los riesgos entre el gobierno y el inversionista puede limitar los beneficios de un régimen fiscal “progresivo” en el caso de algunos países en desarrollo...** La “progresividad” de un régimen fiscal —es decir, a grandes rasgos,<sup>14</sup> el grado en que los ingresos públicos aumentan a medida que sube el precio de la materia prima, o caen los costos de producción— determina la distribución del riesgo entre las dos partes. Desde el punto de vista de la eficiencia, una proporción mayor del riesgo debería recaer sobre la parte que esté en mejores condiciones de soportarlo. En el contexto de los países en desarrollo, a menudo esa parte quizá sea el inversionista privado, dada su capacidad de diversificar su actividad entre diferentes depósitos (aunque no debe subestimarse la exposición incluso de grandes empresas multinacionales a un proyecto único de gran envergadura). Esto exige regímenes fiscales que no sean especialmente sensibles al cambio en los precios de las materias primas, de modo que el inversionista gane más durante periodos de alza (“upside”), mientras que el gobierno esté protegido en durante periodos de baja (“downside”).<sup>15</sup>

21. **...pero esto puede contraponerse con el objetivo de que los ingresos aumenten en sintonía con los precios vigentes.** Que la progresividad sea limitada también significa que los ingresos aumentan menos cuando los precios de las materias primas (o los rendimientos del proyecto) son elevados, lo que puede generar dificultades políticas para los gobernantes de turno. Del mismo modo, los regímenes progresivos, por ser más robustos políticamente, pueden ser más creíbles<sup>16</sup>. Además, cuanto más diversa sea la cartera de proyectos de un país, tanto más débil será el argumento de la distribución de riesgos contra el de la progresividad.

22. **La facilidad en la administración (para las autoridades) y el cumplimiento (para los contribuyentes) tributario son temas significativos a considerar,** como sucede en todos los ámbitos de la tributación.

23. **Los gobiernos difieren en el grado de importancia relativa que se asigna a estos objetivos.** Por ejemplo, a los países que son anfitriones de muchos proyectos, o que tienen

---

<sup>14</sup> El término se emplea de manera muy imprecisa en los análisis de tributación sobre recursos naturales. También se la podría definir, por ejemplo, según cómo el valor presente (VP) de los impuestos varía con el VP del ciclo de vida de un proyecto.

<sup>15</sup> Ese tipo de mecanismo también limita los desafíos macroeconómicos que supone gestionar flujos de ingreso volátiles.

<sup>16</sup> Boadway y Keen (2010) presentan un modelo simple de economía política en el que así sucede; Nellor y Robinson (1984) ya habían formulado un argumento en el mismo sentido. Stroebele y van Benthem (2010) exploran, teórica y empíricamente, el vínculo entre la estructura del contrato y el riesgo de expropiación, observando, por ejemplo, que (en la terminología actual y de manera coherente con el sentido del argumento aquí presentado) los regímenes son más progresivos en el precio cuanto menores sean los costos en que incurra el gobierno expropiante.

amplio acceso al mercado de crédito, quizá les importe menos recibir un pago temprano de cada proyecto cuando estos son considerados aisladamente. A aquellos países que tienen fácil acceso a fuentes alternativas de ingreso quizá les preocupe menos la distribución del riesgo. Las presiones políticas a favor de mostrar un nivel aceptable de ingresos generados por los activos nacionales, y que respondan de manera aceptable a los precios vigentes, pueden ser contundentes. En el cuadro 2 se resumen estos posibles objetivos del gobierno como criterios frente a los cuales evaluar cada uno de los dispositivos fiscales expuestos en la sección II.D.

### C. Sistemas fiscales generales para las IE

24. **Hay dos enfoques principales para el diseño de regímenes fiscales para las IE: los sistemas contractuales (que incluyen, entre otros, los contratos de producción compartida o contratos de servicios) y los sistemas de impuestos y regalías con otorgamiento de licencias para exploración y producción.** En la minería predominan los segundos; en el caso del petróleo y del gas ambos sistemas son comunes, y en algunos países se utiliza un esquema híbrido. Una tercera posibilidad es un pago en forma de infraestructura física; estos paquetes son comunes en inversiones en países en vía de desarrollo procedentes de China, pero también fueron una característica de las inversiones que llegaban desde Europa en la década de 1970. En todos estos casos, el marco fiscal general puede combinarse con participación estatal. Finalmente, cabe destacar que es posible diseñar términos fiscales que sean equivalentes bajo enfoques alternativos (Daniel, 1995), aunque éstos probablemente impliquen estructuras diferentes de control operativo.

25. **El aparente contraste entre estos dos sistemas generales es engañoso.** Es posible que en ambos sistemas (no sólo en el marco de los sistemas contractuales) haya una negociación caso por caso. Históricamente han prevalecido los sistemas basados en el pago de impuestos y regalías, dado que los propietarios de los recursos (privados o públicos, y en el segundo caso, a veces subnacionales) cobraban regalías por un monto determinado o *ad valórem*, estando los restantes ingresos comerciales derivados de las IE sujetos en cambio a los impuestos normales a la actividad comercial. La mayoría de las jurisdicciones de Europa y de América del Norte continuaron con este esquema al tiempo que introducían impuestos más focalizados en las rentas de los recursos naturales. En el mundo en desarrollo, sin embargo, el deseo de dar expresión pública a la plena soberanía sobre los recursos naturales llevó al desarrollo de sistemas contractuales: contratos de tarifas por servicios cuando las industrias existentes estaban totalmente nacionalizadas, y de producción compartida cuando los gobiernos deseaban atraer inversión privada (Indonesia fue pionero en aplicar este esquema a mediados de los años sesenta). Los sistemas contractuales se desarrollaron comúnmente allí donde a las empresas petroleras nacionales (EPN) se les otorgó un monopolio de los derechos sobre los recursos del suelo, con derecho a celebrar contratos con proveedores extranjeros de inversiones y servicios.

## Cuadro 2. Mecanismos fiscales en las IE: Evaluación frente a principales objetivos

	<i>Bonificación</i>	Regalía	Regalía de escala móvil	Impuesto sobre las rentas de los recursos naturales	IRE e IVR	Participación estatal
Maximizar el VPN para el gobierno:	Todo el riesgo a cargo del inversionista, por tanto el nivel de ingresos públicos esperado es más bajo, aunque los ingresos ocurren más temprano. Mecanismo útil de licitación para absorber la renta esperada.	Frena algunos proyectos y no captura el "up-side" de los proyectos que siguen adelante.	Efecto diferente en diferentes proyectos; probable disuasivo para proyectos de baja calidad /alto costo.	Captura un mayor VPN esperado para el gobierno a cambio de que este asuma más riesgo.	Relativamente neutro y progresivo. Vulnerabilidad a la <i>subcapitalización</i> .	Si es totalmente no concesionaria (Impuesto Brown), maximizaría el ingreso esperado para el gobierno a cambio de asumir una proporción igual del riesgo. Sin embargo, generalmente hay un elemento concesionario, por ende, genera distorsiones.
Progresividad cuando el precio determina rendimientos más altos.	Sin efecto: regresivo (la bonificación refleja los precios esperados, no los reales).	Regresivo: la participación del gobierno en las utilidades cae a medida que suben los precios de las materias primas.	Efecto diferente (participación en las utilidades) sobre diferentes proyectos.	Captura efectivamente el beneficio; pero puede diferirse una mayor participación. Reduce la carga en el caso de precios bajos.	Respuesta instantánea del IVR a las variaciones de rentabilidad.	La <i>participación gratuita</i> es regresiva (como lo es la retención en la fuente del impuesto sobre los dividendos); la participación pasivas es progresiva.
Progresividad cuando costos más bajos determinan rendimientos más altos.	Sin efecto: regresivo.	No responde: regresivo.	No responde: regresivo.	Captura el beneficio cualquiera que sea su causa. Automáticamente reduce la carga en proyectos de alto costo.	Respuesta instantánea del IVR a las variaciones de costos.	La participación gratuita es regresiva; la participación pasiva es progresiva.
Neutralidad, evitar que se distorsionen las decisiones de inversión y operativas (y de ese modo disipar el potencial de ingresos).	Impacto en decisiones de prospección; sin impacto en las decisiones de desarrollo u operativas.	Riesgo de frenar proyectos marginales y acortar el ciclo de vida / reducen la producción de proyectos viables.	Efecto diferente en diferentes proyectos, por ende, genera distorsiones. Alto riesgo de que los parámetros sean incorrectamente especificados.	Neutro: la participación solo la pagan proyectos que realmente superan el rendimiento mínimo.	Depende del diseño de los parámetros. Potencial distorsión en el IVR por la depreciación (cambio drástico en la tasa).	La participación gratuita / pasiva tiene un impacto negativo en las decisiones de prospección.
Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Aumenta el riesgo de prospección, pero relativamente neutro si es parte de una oferta competitiva.	Disuasiva si es demasiado alta; aumenta el riesgo de proyectos inviables.	Depende de los parámetros. Reduce el beneficio para el inversionista: probablemente disuasivo.	Efecto disuasivo moderado en tanto haya un beneficio suficiente para el inversionista.	Eficaz en tanto la tasa máxima no se fije a un nivel demasiado alto.	Suscita una percepción negativa de los inversionistas a menos que sea totalmente no concesionario; pero algunos beneficios de mitigación del riesgo.
Riesgo para el gobierno.	Minimiza el riesgo para el gobierno.	Riesgo a cargo del inversionista.	Riesgo a cargo del inversionista.	Riesgo (de no recibir ingresos, o hacerlo sólo en etapas tardías) a cargo del gobierno.	El gobierno asume riesgo si la tasa mínima del IVR es inferior a la tasa del IRE.	Depende de los términos y condiciones: la participación gratuita actúa como un impuesto sobre los dividendos retenido en la fuente — bajo riesgo; la participación pasiva actúa como un impuesto a las rentas de los recursos naturales—riesgo más alto.
Minimiza la carga y los riesgos administrativos.	Sencillo de administrar;	Cálculos relativamente sencillos, pero riesgos de medición y de valoración.	Complejo: requiere de múltiples parámetros para cada mineral. La regalía de margen neto requiere definición del margen.	Relativamente sencillo. Los mismos datos que se requieren para el impuesto sobre la renta. Cálculo adicional sencillo (para el impuesto a las rentas de los recursos naturales sobre el flujo de caja).	Los mismos datos para el IVR que los requeridos para el IRE. Cálculo adicional sencillo de la tasa.	Complejo. Genera presión para negociar a expensas de otros elementos fiscales.

26. **En los contratos de producción compartida (CPC), comunes en el sector de los hidrocarburos, el contratista recupera costos al retener parte del producto físico producido (“cost oil/gas”) y el remanente (“profit oil/gas”) es compartido con el gobierno.** En el recuadro 1 se describen las principales variantes que a veces se hacen con el objetivo de aumentar la participación del Estado en las utilidades de proyectos más rentables.

<b>Recuadro 1. Formas de producción compartida</b>	
Tasa de producción diaria (TPD)	La participación del Estado en las utilidades de los hidrocarburos aumenta con la tasa de producción diaria del yacimiento o el área de producción, a menudo con varios niveles. Las deficiencias radican en que el tamaño del yacimiento es a menudo un sustituto inadecuado de la rentabilidad y en que el mecanismo no es progresivo con respecto a los precios del petróleo o a los costos del proyecto. Se han hecho intentos de combinar este esquema con una escala de precios.
Producción acumulada del proyecto	La participación del Estado en las utilidades de los hidrocarburos aumenta a medida que aumenta la producción acumulada total, también en este caso un sustituto inadecuado de la tasa de rendimiento del contratista. El uso de tales esquemas se está volviendo cada vez más infrecuente.
“Factor R”	La participación del Estado en las utilidades aumenta en función de la relación entre los ingresos acumulados del contratista y sus costos acumulados (el “factor R”). Este factor representa una mejora en comparación con la TPD por ser una medida más directa de la rentabilidad, pero no reconoce el valor del dinero en el tiempo (recuadro 2).
Tasa de rendimiento (TR)	Esta es una forma de impuesto sobre las rentas de los recursos naturales (siempre que la prospección sea parte de los costos) conforme a la cual la participación del Estado se determina por referencia a la tasa de rendimiento acumulada del contratista. Bajo este esquema no se cobra ningún impuesto si dicha tasa no alcanza la tasa de referencia. Se utiliza una o múltiples tasas, aunque según el análisis de los funcionarios de FAD, la aplicación de un solo nivel es eficaz.

27. **El FMI presta asesoramiento a países que usan ambos sistemas fiscales, haciendo énfasis en el diseño para lograr eficiencia y transparencia en cualquiera de los dos casos.** La elección del marco general será dictada, al menos en parte, por las instituciones y la tradición de cada país, y en algunos casos por objetivos de índole no financiera. Las empresas también operan dentro de ambos esquemas, aunque las grandes empresas petroleras tienden a no inclinarse por formas contractuales a menos que éstas permitan la “contabilización” de reservas conforme a las normas del mercado bursátil donde éstas estén registradas. Algunas empresas han preferido el sistema de CPC porque cubre vacíos legales y brinda un sólo documento integral que abarca las operaciones, aunque esto igualmente puede lograrse mediante un acuerdo sobre hidrocarburos sujeto a un sistema de impuestos y regalías.

28. **La renovada popularidad que suscita en los países en desarrollo la inversión en recursos naturales, sumada a los aportes en materia de infraestructura, plantea diferentes desafíos.** En principio, estos no son complejos: exigen un análisis de costo-beneficio para determinar si los aportes de infraestructura, cuando se valoran con una distribución proporcional del riesgo, ofrecen un pago por los recursos que sea equivalente al beneficio probable de cualquier regalía o impuesto no cobrado. De no ser así, es necesario establecer si el modo de entrega de la infraestructura proporciona beneficios de compensación. Sin embargo, en la práctica, es difícil realizar este tipo de análisis con certeza.

#### D. Instrumentos fiscales para las IE

29. **Dentro de los enfoques antes mencionados para diseñar regímenes fiscales para las IE, se utiliza una variada gama de instrumentos tributarios.** En esta sub-sección se considera cada uno de ellos desde la perspectiva del diseño, mientras que las consecuencias derivadas de la administración y el cumplimiento normativo se tratan en la sección III.

30. **Los pagos de bonificaciones (bonificaciones por suscripción de contratos, por descubrimiento y por producción) pueden ser parte de cualquier sistema fiscal.** Las bonificaciones son pagos únicos (o a veces escalonados) que se activan cuando ocurren determinados acontecimientos; pueden ser establecidos en la legislación o mediante una negociación, y podrían ser *licitables*. Las bonificaciones en algunas subastas de derechos de prospección de hidrocarburos han sido muy cuantiosas (más de US\$1.000 millones como oferta máxima en la ronda celebrada en Angola en 2006), aunque son mucho más modestas, por ejemplo, en las subastas para operaciones costa afuera de Estados Unidos. Las bonificaciones por suscripción de contratos pasan a ser un costo irrecuperable (“hundido”) para las empresas, los cuales sólo se pueden recuperar en el caso de un desarrollo exitoso, y aun en estas circunstancias el hecho de que sean costos irrecuperables puede plantear un nuevo riesgo político si el proyecto es especialmente rentable.

31. **Las regalías sobre los ingresos brutos<sup>17</sup> tienen la ventaja de generar ingresos públicos desde el comienzo de la producción.** Pero, como son una simple adición al costo del proyecto, pueden hacer inviable la extracción de algunos depósitos de recursos naturales. Este tipo de regalías son una política implícita de agotamiento (dado que reducen la gama de proyectos factibles) y una invitación a negociar. Cuando las regalías forman una parte importante del régimen fiscal, tienden a volverse más complejas porque es preciso perfeccionarlas para que respondan mejor a la rentabilidad (usando indicadores sustitutos como el precio, la ubicación o el nivel de producción). Las tasas de regalía que varían con el precio son fácilmente atractivas en la superficie, pero, por definición, no varían con los

---

<sup>17</sup> En Otto *et al.* (2006) se presenta una reseña detallada de problemas y experiencias en materia de regalías. Actualmente, las regalías como cargo específico sobre una unidad de producción son de escaso uso para las principales IE.

costos del proyecto y por ende no son apropiadas a lo largo de la curva de costos marginales de las minas o los reservorios; además, cualquier escala de tasas orientada a los precios exige frecuentes ajustes cuando los pronósticos son erróneos<sup>18</sup>.

32. **Las regalías pueden racionalizarse como un medio para corregir una posible sobreexplotación, pero la importancia práctica de este argumento no resulta clara.** Por ejemplo, el interés de una empresa no coincidirá con el interés social si esta no recibe un pago por los recursos que queden en el suelo sin extraer al final del período del contrato. El gobierno puede corregir esta situación cobrando una regalía que refleje la disminución del valor terminal del recurso (Conrad, Hool y Nekipelov, 2009). En la práctica, sin embargo, los derechos de extracción generalmente se otorgan por plazos prolongados y son renovables si parece justificarse una mayor extracción, de modo que los contratistas internalizarán los impactos sobre los valores terminales a menos que se cobre un cargo significativo por la renovación.

33. **El uso de regalías brutas protege el recaudo frente a una sobrevaloración de los costos, pero un conocimiento insuficiente de los costos puede debilitar la posición del gobierno.** Las empresas pueden reducir los impuestos vinculados a las utilidades incrementando los costos deducibles, y para impedir que ello suceda se puede recurrir a regalías sobre los ingresos brutos<sup>19</sup>. Pero si las regalías rinden ingresos significativos y los precios caen, las empresas argumentarán que corresponde reducir las tasas y el gobierno no tendrá un fundamento sólido para objetar tal argumento si no se ha hecho un estrecho monitoreo de los costos. Las regalías sobre las “utilidades netas” y mecanismos conexos (populares en América del Norte y del Sur) son más parecidas a impuestos sobre la renta que las regalías tradicionales; la denominación de “regalía” generalmente se mantiene debido a su atribución a un nivel sub-nacional del gobierno.

34. **El impuesto sobre la renta de las empresas (IRE) es un componente central de la mayoría de los regímenes fiscales aplicables a las IE.** La aplicación del IRE a las IE es necesaria para garantizar que el rendimiento normal del capital propio esté gravado de igual manera que en otros sectores. Algunos países aplican una tasa mayor que la estándar a la base usual del IRE (como Indonesia a la minería, y Nigeria y Trinidad y Tobago a los hidrocarburos); otros tienen regímenes de impuesto sobre la renta separados que abordan aspectos propios de cada sector (los más importantes de los cuales se tratan en el apéndice III). En un impuesto variable sobre la renta (IVR) se usa la base del IRE, pero la tasa del impuesto varía según varían las utilidades sobre los ingresos brutos. Este concepto es relativamente sencillo pero puede introducir distorsiones, particularmente si se establece una tasa elevada del impuesto durante un período de utilidades contables altas en etapas

---

<sup>18</sup> Tanto Mongolia (2007) como Zambia (2008) intentaron establecer impuestos a las ganancias extraordinarias que de hecho eran regalías adicionales vinculadas a los precios; ambos países los retiraron rápidamente.

<sup>19</sup> En el recuadro 7 del estudio de Boadway y Keen (2010) se explica de qué manera.

tempranas de la vida del proyecto, antes de que se haya logrado el rendimiento esperado por el inversionista. El IVR también podría incrementar el sesgo de endeudamiento a menos que la deducción de intereses esté limitada a la tasa estándar del IRE.

35. **Diferentes tipos de impuestos gravan las rentas de las IE** (recuadro 2). Dado que el IRE grava el rendimiento total para los inversionistas, incluida la tasa de retorno exigida por los accionistas, el IRE es un instrumento poco refinado para gravar las rentas. Una alta tasa del IRE, por ejemplo, puede desalentar la inversión al aumentar el rendimiento requerido antes de impuestos. Por el contrario, un impuesto sobre las rentas de recursos naturales (IRRN) no genera esta distorsión. El IRE también está sesgado hacia el endeudamiento, ya que (con raras excepciones) los intereses son deducibles del impuesto mientras que el costo del capital propio no lo es. Otros instrumentos tributarios, como las regalías, también causan distorsiones que erosionan las rentas antes de impuestos a ser repartidas entre el gobierno y el operador. Los IRRN tienen por objeto preservar ese superávit, y transferir al gobierno una parte sustancial del mismo. Aunque los diferentes tipos de IRRN son equivalentes en principio, por el hecho de no generar distorsiones, estos difieren de manera importante, en especial con respecto al momento en que el gobierno percibe los ingresos.

36. **El uso de IRRN está aumentando especialmente en el ámbito de los hidrocarburos, aunque también en minería.** La recomendación del Departamento de Finanzas Públicas del FMI (FAD) para los países en desarrollo generalmente ha consistido en combinar uno de los mecanismos expuestos en el recuadro 2 con una regalía, para conformar un “cargo por recursos” combinado: el equilibrio entre los dos se determina en cada caso por la capacidad relativa del gobierno de asumir riesgos y la tolerancia frente a potenciales demoras en la recaudación del impuesto. Esta alternativa puede refinarse usando un mecanismo como el de ACC, donde las deducciones por depreciación (en lugar de las deducciones de flujo de caja) adelantan el pago de impuestos, o a través de la sobretasa al flujo de caja con una sobreamortización (*uplift*) limitada en el tiempo. Cualquier medida que adelante el recaudo de esta manera causa como contrapartida un aumento en el riesgo del inversionista, y por lo tanto puede en definitiva disminuir las rentas disponibles para la imposición del tributo.

37. **La participación estatal es utilizada por muchos países para asegurar un beneficio adicional al Estado (más allá de los ingresos tributarios) en proyectos rentables.** A veces esto es motivado por razones que no son de índole fiscal: el deseo de que el gobierno sea un propietario directo, el tener un “lugar en la mesa”, o para facilitar la transferencia de conocimientos. Pero estos beneficios también podrían lograrse mediante regulaciones (Sims, 1985). La participación estatal puede adoptar distintas formas. La *participación íntegramente desembolsada*, en términos de mercado, pone al Estado en igualdad de condiciones con el inversionista privado, similar a un Impuesto Brown (recuadro 2). En un mecanismo de *participación estatal pasiva*, la empresa privada financia la participación del Estado, y el costo de esta financiación, incluyendo los cargos por intereses, es pagado por el Estado de la porción que le corresponde de la producción, o de las

utilidades; este tipo de arreglos también es equivalente a un Impuesto Brown. Finalmente, el gobierno también puede negociar una participación gratuita, la cual es equivalente a una retención en la fuente del impuesto sobre los dividendos como un cargo sobre las utilidades, aunque esto generalmente lleva a alguna compensación contra otros pagos de impuestos.

### Recuadro 2. Dos formas principales de impuesto sobre las rentas<sup>1</sup>

1. El “Impuesto Brown”, o “impuesto sobre el flujo de caja base R”, grava a los ingresos corrientes menos los gastos corrientes (ambos no financieros), con un reembolso inmediato (o traslado a ejercicios futuros más un interés) cuando el saldo es negativo. La depreciación contable e impositiva (del IRE) no se considera —todos los gastos de capital se deducen de inmediato— y no hay deducciones por intereses u otros costos financieros. Hay dos variantes principales:

- **Impuesto sobre las rentas de recursos naturales.** Esta variante replica muchas características del Impuesto Brown, recibiendo el inversionista una sobre amortización (*uplift*) anual por pérdidas acumuladas hasta que sean recuperadas (según el diseño original de Garnaut y Clunies Ross (1975), la tasa de *uplift* es la tasa de rendimiento mínimo requerido por el inversionista, alternativa que ahora es muy cuestionada (como se verá en el apéndice IV). Australia usa este esquema en minería e hidrocarburos, mientras que Angola lo aplica en contratos de producción compartida. Generalmente este impuesto se aplica con *perímetro fiscal (ring-fencing)* por cada licencia de explotación.
- **Sobretasa de impuesto sobre el flujo de caja.** Si se ajusta la utilidad contable sumándole la depreciación y los intereses previamente deducidos, y se deducen los gastos de capital en su totalidad, se obtiene el flujo de caja neto. Este nuevo monto, podría formar la base para una sobretasa. En lugar de permitir una sobre amortización anual por pérdidas trasladadas a ejercicios futuros, una sobre amortización simple (deducción adicional por inversiones) podría ser agregada a los costos de capital al inicio del proyecto, algo que se hace en el Reino Unido mediante una sobre amortización por pérdidas limitada en el tiempo. En este país, esta sobretasa se combina con el IRE convencional, dentro del mismo perímetro fiscal aplicable a todo el sector. El “factor R” o escala de coeficiente de recuperación utilizada en algunos CPC es otra variante más, como lo es el “crédito por inversión” de los CPC de Indonesia.

2. **Esquemas de deducción del patrimonio neto de la empresa (ACE por sus siglas en inglés) y del capital total de la empresa (ACC por sus siglas en inglés).** El primero modifica el IRE estándar otorgando una deducción por un rendimiento imputado sobre el patrimonio neto contable; se mantiene la depreciación impositiva, pero se vuelve irrelevante por cuanto una depreciación más rápida reduce el patrimonio y por ende las deducciones futuras por idéntico monto. El segundo otorga una deducción de intereses a una tasa teórica, eliminando de ese modo cualquier distinción entre el financiamiento mediante deuda y mediante capital propio. El impuesto especial sobre hidrocarburos que rige en Noruega es una aproximación a la ACC, aunque al combinar una sobre amortización sobre la inversión total y una limitación a la deducción de intereses difiere de una ACC “puro”. El esquema noruego también ofrece el reembolso del valor impositivo de las pérdidas por prospección y de las pérdidas finales sobre licencias adquiridas. En 2010, en el Informe Henry se propuso “un impuesto uniforme sobre las rentas de los recursos naturales para Australia... [usando] un sistema de deducción del capital empresarial” (*Propuesta Henry*). Varios países (Bélgica, Brasil, Italia y otros) aplican esquemas del tipo ACE en el IRE<sup>2</sup>.

**Una diferencia central entre estos dos tipos de impuesto sobre las rentas es el momento del pago, el cual suele suceder con anticipación en el caso de la ACE/ACC.** En el marco del Impuesto Brown, el impuesto se paga sólo en la fecha, quizá distante, en la que los costos hayan sido recuperados íntegramente; en el caso de la ACE/ACC en cambio, el impuesto se paga, en general, tan pronto como el ingreso anual cubra el costo anual del capital financiero.

**Un tema fundamental y polémico para ambos impuestos es la elección de la tasa de rendimiento imputada** (para el traslado a ejercicios futuros en el Impuesto Brown y para los costos de capital en el esquema de ACE/ACC; ver apéndice VII).

<sup>1</sup> Boadway y Keen (2010), Land (2010) y Lund (2009) presentan análisis detallados de la aplicación de impuestos sobre las rentas en las IE. El primer estudio muestra que hay, en principio, un número infinito de esquemas impositivos no distorsivos; el presente documento se concentra en los análisis prácticos más comunes.

<sup>2</sup> Klemm (2007).

## Elección de instrumentos tributarios en la práctica

38. **En la actualidad se utilizan una amplia gama de mecanismos tributarios para gravar a las IE, aunque la evidencia acerca de sus beneficios relativos es escasa.**<sup>20</sup> Las columnas finales del cuadro 3 muestran la frecuencia con la que se usan algunos instrumentos tributarios en una muestra de 25 regímenes mineros y 67 regímenes para hidrocarburos analizados por el FMI. Existe una variación considerable tanto dentro de los dos sectores como entre ambos. En los casos correspondientes a la minería, las regalías son omnipresentes, mientras que la producción compartida y las bonificaciones están ausentes; respecto de los hidrocarburos, en una sexta parte de los casos no existen regalías, mientras que la mitad de los países tienen mecanismos de producción compartida, y en algo menos del 20% de los casos se utilizan bonificaciones. En los regímenes de regalías mineras existe un grado considerable de variación en la forma precisa en que son aplicadas. La información sobre la importancia relativa de estos instrumentos en la generación de ingresos es difícil de estimar (incluso en la encuesta de los equipos del FMI encargados de los países respectivos). En el gráfico 3 se muestra el desglose correspondiente a dos casos.

39. **Aproximadamente un 80% de las reservas mundiales de hidrocarburos están controladas por empresas estatales y 15 de las 20 mayores compañías petroleras son empresas estatales.** En todas ellas el gobierno (o la EPN) paga por los servicios privados que contrata y a veces usa formas ingeniosas de contratos de servicio para hacer una versión aproximada de los mecanismos de riesgo-beneficio propios de los CPC. Excepto en los contratos utilizados en Iraq, estos sistemas no permiten a las empresas privadas “contabilizar” las reservas conforme a las normas de la SEC, por lo cual las empresas buscarán algún tipo de compensación.

---

<sup>20</sup> Respecto de cada tema hay mucha variación, y la distinción entre los diferentes mecanismos a menudo no es clara: pueden combinarse distintos elementos, o aplicarse múltiples mecanismos dentro de un mismo y único régimen. La clasificación hecha en el presente análisis es a los efectos de una mayor practicidad, pero refleja razonablemente los usos comunes.

**Cuadro 3. Mecanismos fiscales en las IE: Naturaleza y prevalencia**

Mecanismo	Descripción	Prevalencia	
		Número de países	
		Minería	Hidrocarburos
Bonificación por suscripción de contratos	Pago inicial para adquirir derechos de prospección. Comúnmente utilizado como un parámetro de oferta (muy especialmente para hidrocarburos en la plataforma continental costa afuera de Estados Unidos)	1	16
Bonificación por producción	Pago fijo al alcanzar cierta producción acumulada o tasa de producción	Ninguno	10
Regalías	Específica (monto por unidad de volumen producido)	2	1
	Ad -valoren (porcentaje del valor del producto)	17	31
	Ad-valoren progresiva según precio	1	9
	Ad-valoren progresiva según producción		8
	Ad -valoren progresivo según coef. operativo/utilidad	3	1
	Regalía aplicada al margen operativo (regalía por utilidades netas)	2	0
IRE estatal, provincial y/o local <sup>1</sup>	Tasa del impuesto sobre la renta de las empresas a nivel estatal, provincial o local además del nivel federal. Común en Canadá y Estados Unidos como un cargo provincial/estatal a los recursos además del IRE impuesto por la autoridad federal.	2	5
Impuesto variable sobre la renta	IRE cuando las tasas del impuesto aumentan con el coeficiente renta imponible/ingreso, entre un límite superior e inferior	3 <sup>2</sup>	Ninguno
Impuesto sobre las rentas de los recursos naturales	Flujo de caja con tasa de acumulación/sobreamortización. Puede liquidarse antes o después que el IRE.	5	5
	Flujo de caja con sobreamortización limitada por pérdidas (Reino Unido). (Sobretasa de impuesto sobre el flujo de caja)	Ninguno	2
	Desgravación de capital de la empresa	Ninguno	1 <sup>3</sup>
	Desgravación de fondos propios de la empresa	Ninguno	1 <sup>4</sup>
Otros impuestos adicionales sobre la renta	Otros mecanismos de imposición a las utilidades que no se encuadran en ninguna de las categorías precedentes	1	3
Producción compartida	Participación en la producción fija	Ninguno	5
	Producción acumulada	Ninguno	Ninguno
	Factor R: coeficiente entre los ingresos acumulados y los costos acumulados	Ninguno	13
	Tasa de rendimiento, antes o después de impuestos	Ninguno	3
Participación estatal	Nivel de producción	Ninguno	13
	Participación gratuita: el gobierno recibe un porcentaje de dividendos sin pagar ningún costo	2	Ninguno
	Participación pasiva: contribuciones del gobierno cubiertas por el inversionista y recuperadas de los dividendos a un interés	3	8
	Participación desembolsada: el gobierno paga su parte de los costos	Ninguno	19
Inversiones sociales /infraestructura	Las empresas de recursos naturales construyen infraestructura o realizan otras inversiones sociales (hospitales, escuelas, etc).	1	6
Número de países		25	67

Fuente: Base de datos FARI del FMI.

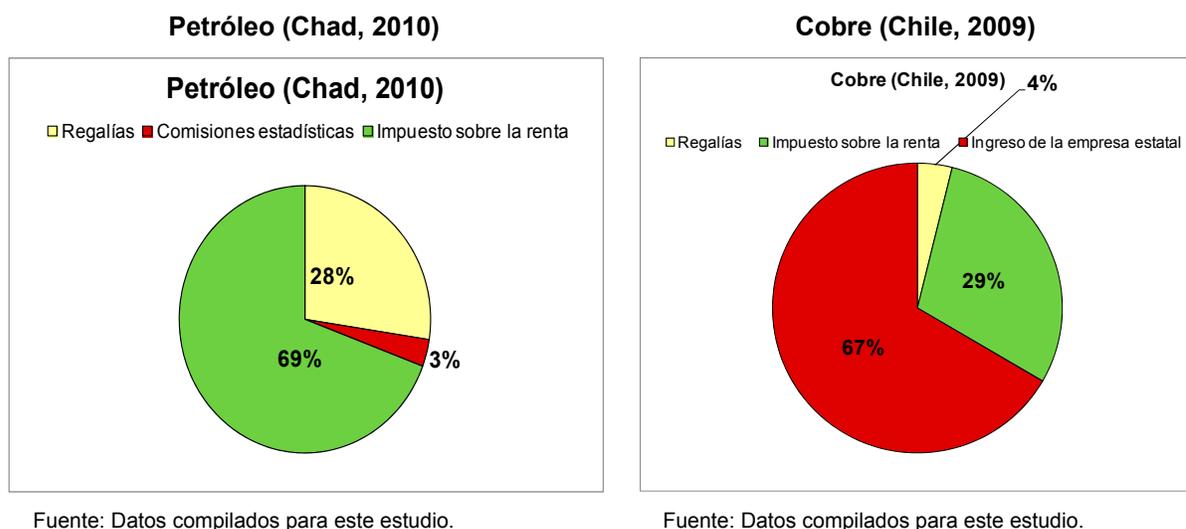
<sup>1</sup> Además de Canadá y Estados Unidos, Argentina, Italia y la Federación Rusia imponen un IRE provincial, local y estatal, respectivamente. Todos los países de la muestra aplican un impuesto sobre las ganancias de las empresas (IRE) con excepción de los casos donde se usa un IVR.

<sup>2</sup> El IVR se usa en Botswana, Sudáfrica (en la minería aurífera) y Zambia.

<sup>3</sup> Noruega.

<sup>4</sup> Italia.

### Gráfico 3. Composición del ingreso



40. **Varios países del G20 y de altos ingresos cuentan con mayor margen para gravar las rentas de las IE con mayor eficacia.** Aunque no constituya el tema central del presente documento, algunos problemas y experiencias de importancia clave se resumen en el recuadro 3.

#### E. Los efectos de la tributación en la prospección, el desarrollo y la extracción

41. **La tributación puede afectar la toma de decisiones en todas las etapas de un proyecto —prospección, desarrollo y producción— y de maneras potencialmente complejas.** Los principales márgenes de opción son la intensidad de la prospección, la duración y la intensidad del desarrollo inicial, la duración y la intensidad de la extracción y de la recuperación mejorada (o secundaria) y el abandono final de la mina o yacimiento petrolero. No existe un modelo único que haya abarcado satisfactoriamente todas estas dimensiones. Para los fines del presente documento, Smith (2012) desarrolla un enfoque manejable (apéndice V) para analizar el impacto del diseño impositivo en un marco coherente que captura la totalidad del ciclo de vida de las actividades de IE.<sup>21</sup> Las simulaciones descritas en Smith (2012) ponen de relieve una variedad de consideraciones.

<sup>21</sup> Aunque diseñado y calibrado para proyectos de petróleo y gas, el modelo podría ser adaptado fácilmente para la minería.

### Recuadro 3. Regímenes fiscales en países de mayor ingreso

Recientes debates, que han tenido lugar, por ejemplo, en Australia y Brasil, y las revisiones de las regalías por derechos minerales en Estados Unidos y la Federación Rusa, dejan en claro que las deficiencias en el diseño del régimen fiscal no se limitan a los países en desarrollo o a los nuevos productores. También en muchos países de altos ingresos, regímenes fiscales más eficaces podrían contribuir significativamente a satisfacer necesidades de ingreso. Tal como se destaca en FMI (2010): “La mayoría [de los países del G20] son suficientemente capaces de diversificar los riesgos de la explotación de los recursos naturales para hacer los instrumentos basados en la utilidad o el flujo de caja más eficientes que gravámenes con montos fijos y regalías; sin embargo algunos —incluidos Estados Unidos y Rusia— todavía dependen fuertemente de este tipo de impuestos. El avance hacia una tributación expresa sobre las rentas de recursos naturales, y el uso de un sistema de subastas, podría dar un impulso marcado a los ingresos. Esto no significa argumentar que las tasas medias efectivas del impuesto sean necesariamente bajas. . . sino que las estructuras tributarias podrían ser modificadas tanto para promover la inversión como para asegurar al Estado una participación mayor en las rentas de los recursos naturales en proyectos rentables”.

Entre los principales países productores:

- Estados Unidos utiliza subastas en las que se presentan ofertas de bonificaciones para la Plataforma Continental Exterior, sumadas a un impuesto sobre la renta de las empresas (IRE) y regalías; en tierra firme, y para las operaciones mineras, los propietarios tanto públicos como privados de recursos naturales imponen regalías a los ingresos brutos, aunque las regalías a la utilidad neta son también comunes en algunos estados.
- Rusia opera un sistema complejo y distorsionante que combina una regalía, impuestos a la exportación y precios diferenciados para las ventas internas y las exportaciones. Tanto en Rusia como en Estados Unidos, se han debatido mucho las alternativas posibles pero sin que éstas llegaran a adoptarse.
- Las provincias canadienses han avanzado rápidamente hacia la aplicación de impuestos relacionados a las utilidades o al flujo de caja para el petróleo y el gas (incluidos los hidrocarburos no convencionales derivados de esquistos), aunque a esos impuestos todavía se los denomina (de manera confusa) “regalías”.
- Noruega aplica quizá lo que más se acerca a un impuesto puro a las rentas (en forma de ACC), sumado al IRE, para su petróleo y gas del Mar del Norte conforme a un sistema que también se destaca por su estabilidad.
- El Reino Unido comenzó la producción de petróleo y gas con un sistema más complejo (y frecuentemente modificado), pero en los últimos años ha utilizado un impuesto al flujo de caja como una sobretasa del IRE. Tanto el Reino Unido como Noruega reembolsan efectivamente el valor impositivo de las pérdidas.
- Australia ha explorado distintas alternativas para los hidrocarburos y la minería. A partir de 1987, los hidrocarburos costa afuera estuvieron gravados con un impuesto sobre las rentas petroleras (PRRT, por sus siglas en inglés), deducible para efectos del IRE; pero los hidrocarburos en tierra firme y toda la actividad minera permanecieron sujetos a regalías estatales y al IRE. En 2010, el gobierno propuso para todas las IE una versión de la deducción de capital de la empresa (Propuesta Henry): se propuso la depreciación impositiva convencional, con sobreamortización (*uplift*) de las pérdidas y traslado de los saldos no depreciados a ejercicios posteriores a la tasa de bonos a largo plazo (LTBR, por sus siglas en inglés) del gobierno; el gobierno garantizaba el reembolso final del valor impositivo de las pérdidas. La tasa sería de 40%, deducible del IRE, y la tasa del IRE sería reducida con el tiempo a 25%. Después de una protesta de las empresas mineras (y un cambio en la composición del gobierno) la propuesta fue reemplazada por un impuesto sobre las rentas de los recursos minerales (MRRT, por sus siglas en inglés) que actualmente grava solamente el mineral de hierro y el carbón. El MRRT se aplica a una tasa efectiva de 22,5%, después de la sobreamortización de los flujos de caja negativos a una tasa igual al LTBR, más 7 puntos porcentuales, y con acreditación en el pago de regalías estatales. Al mismo tiempo, el ámbito de aplicación del PRRT fue extendido a las actividades en tierra firme.

42. **El impacto en la etapa de prospección depende del beneficio total que obtenga el Estado en caso de que sea exitosa, teniendo en cuenta las interacciones con las compensaciones impositivas y la probabilidad de éxito.** La decisión de explorar depende de la diferencia entre el costo fijo de la perforación y la probabilidad de éxito (actualizada a medida que avanza la prospección) con el rendimiento obtenido en caso de un descubrimiento exitoso. Las simulaciones presentadas en Smith (2012) indican que un régimen impositivo en el que el Estado tenga una participación de aproximadamente 50% de las cuasi rentas en caso de éxito (dentro de un perímetro fiscal, de modo que los costos de prospección no atraigan una reducción inmediata del impuesto) reduce el número aceptable de fracasos de prospección apreciablemente, entre 15% y 20%.

43. **Las regalías, y los contratos de producción compartida, que en la práctica crean regalías de hecho, pueden llegar a causar distorsiones significativas.** Por ejemplo, una regalía de 20% o una participación de 40% en la utilidad mínima para el Estado (que contemple sólo 50% del petróleo disponible para los costos de producción) reduce la inversión inicial en alrededor de 20% y la tasa de extracción en aproximadamente un punto porcentual por año. Las mismas condiciones retrasan la inversión en proyectos de recuperación mejorada uno o dos años, además de causar una reducción de 20% en la inversión global.

44. **Un impuesto a las rentas de los recursos naturales puede incrementar la inversión, si la tasa de sobreamortización (*uplift*) sobre el gasto de capital excede el costo del capital de la empresa.** Esta circunstancia hace que la tasa marginal efectiva del impuesto sea negativa, y por lo tanto genera un subsidio implícito a la extracción de recursos (Mintz y Chen, 2012). Este incentivo conduce a una práctica conocida como “*gold plating*” (inflación artificial de los costos), o a efectuar la inversión en un momento que no sea el óptimo (más temprano en lugar de más tarde), lo cual depende tanto de la diferencia entre la tasa de sobreamortización y el costo de capital, como de la tasa del IRRN: cuando ambos son bajos, el incentivo es pequeño (apéndice IV).

45. **Es importante considerar los efectos de la tributación durante todo el ciclo de los proyectos.** La naturaleza secuencial del proceso implica que las distorsiones que surjan en una etapa, tenderán a imponer distorsiones en otras etapas. Hay efectos más sutiles que el impacto de los impuestos sobre las cuasi rentas en las decisiones de prospección. Las tasas de regalía elevadas, por ejemplo, se asocian con ciclos de producción más prolongados, porque —según una interpretación algo contraintuitiva— la expectativa de que esas tasas sean altas determina una menor inversión durante la etapa desarrollo, lo que supone mayores costos marginales de extracción. La extracción total durante este ciclo de vida ampliado sigue siendo menor que en caso de no aplicarse la regalía.

## F. Análisis de escenarios de regímenes fiscales de extracción de recursos: Modelo FARI

46. **El modelo del Departamento de Finanzas Públicas del FMI para el análisis fiscal de las industrias de extracción de recursos (FARI, por sus siglas en inglés) —presentado en detalle en el apéndice VI— es hoy ampliamente empleado por los funcionarios de FMI en su labor de asesoramiento y AT.** El modelo, en programa Excel, permite diseñar, modelar y comparar detalladamente los regímenes fiscales durante todo el ciclo de vida de un proyecto de hidrocarburos o de minerales. En el caso de países con abundantes recursos naturales, el modelo también se utiliza cada vez más como una herramienta de elaboración de pronósticos vinculada al marco macroeconómico. Aunque el modelo no incorpora respuestas a los tipos de comportamiento discutidos en los párrafos inmediatamente anteriores, pueden agregarse extensiones para simular los efectos de la tributación en la percepción de riesgo de los inversionistas<sup>22</sup>.

47. **Un indicador clave obtenido mediante el modelo FARI es la estimación, para un proyecto específico, del ingreso impositivo del gobierno (“government take”) bajo diferentes regímenes fiscales, precios y otros supuestos.** Esta información es capturada por la tasa media efectiva del impuesto (TMEI): la participación del Estado en el valor presente neto (VPN) del proyecto antes de impuestos, usando un supuesto sobre la tasa de descuento del gobierno. A modo de ilustración, en el gráfico 4 se exponen las tasas TMEI estimadas respecto de una variedad de regímenes fiscales actuales aplicables a la minería y también a los hidrocarburos. Allí se muestra como los regímenes fiscales de los hidrocarburos por lo general tienen una tasa TMEI más alta e incluyen elementos más progresivos que los establecidos en los regímenes que rigen la minería.

## G. Evaluación de regímenes fiscales alternativos

48. **En el cuadro 4 se evalúan varios mecanismos frente a una serie de criterios que captan los objetivos expuestos anteriormente**<sup>23</sup>. Las conclusiones reflejan tanto principios generales como análisis cuantitativos, en los que se utiliza el modelo FARI, esbozado en el apéndice VI. En el cuadro 4 se usan esos resultados para establecer la correspondencia entre los instrumentos y los objetivos del gobierno<sup>24</sup>.

---

<sup>22</sup> FARI es similar a otros modelos de simulación utilizados para analizar escenarios dentro de la industria de los hidrocarburos (Tordo, 2007) pero ha sido adaptado específicamente para el asesoramiento que brinda el personal técnico en materia de políticas y para su vinculación con el marco macroeconómico.

<sup>23</sup> Estos criterios han sido adaptados de Daniel *et al.* (2010).

<sup>24</sup> Tales simulaciones probablemente sobreestiman el beneficio para el Estado, dado que no toman en cuenta el uso de estructuras internacionales de tributación y financiamiento para reducir los pagos de impuestos o la oportunidad de deducir los costos de un proyecto contra los ingresos de otro proyecto si no existe un perímetro fiscal, y no contemplan imperfecciones en la implementación.

49. **No hay régimen el ideal que se ajuste a todos los casos, pero para los países en desarrollo la combinación de una regalía ad-valórem con tasa moderada, un IRE y un IRRN tiene ventajas considerables.** La primera garantiza que haya ingresos desde la primer unidad de producción. El segundo garantiza que el rendimiento normal del capital propio en las IE sea gravado al igual que en otros sectores de la economía y, además, que las empresas puedan acreditar los impuestos pagados en el extranjero cuando estas empresas están sujetas a un régimen de renta mundial (especialmente en Estados Unidos). El tercer mecanismo explota el potencial de ingresos propio de las IE. Un marco de ese tipo puede aplicarse en toda una amplia gama de circunstancias y puede servir para proyectos de petróleo, gas y minería, aunque el equilibrio entre mecanismos y parámetros puede diferir<sup>25</sup>. Asimismo, puede haber margen para aplicar otros instrumentos: si hay una asignación competitiva de licencias o contratos, por ejemplo, entonces una bonificación o algún parámetro del régimen fiscal podría ser una variable de negociación (aunque, por supuesto, el uso de un sistema de licitación afectará el diseño del componente de impuestos fijos dentro del sistema).

50. **El resultado de este análisis es una estructura impositiva adecuada y un rango objetivo de tasas TMEI.** De estas simulaciones, y de las realizadas en otras fuentes, se desprende que los rangos razonablemente alcanzables de las tasas TMEI, descontadas, es de entre 40% y 60% para la minería<sup>26</sup> y de 65%–85% para los hidrocarburos.

51. **En algunos países en desarrollo quizá sea inevitable enfocarse en obtener ingresos inmediatos de los proyectos de IE.** La mayor parte de este ingreso provendrá de las mejoras que se hagan a la administración tributaria. Toda modificación retrospectiva de los términos y condiciones por lo general perjudica las perspectivas de inversión futura. Dicho esto, en un sistema correctamente diseñado existe margen para establecer bonificaciones, para imponer regalías y para diferir el cobro de ingresos gravando las ganancias por transferencia de derechos (apéndice III).

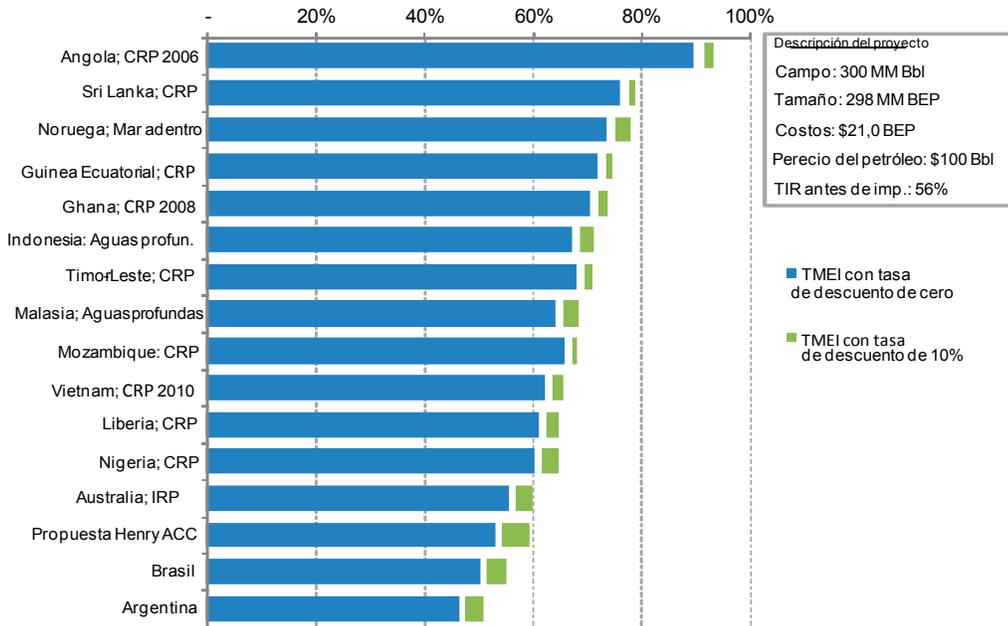
---

<sup>25</sup> Existen interacciones entre el IRE y el IRRN, lo que implica que el segundo, aun cuando sea deducible del primero, en general deja de ser neutro.

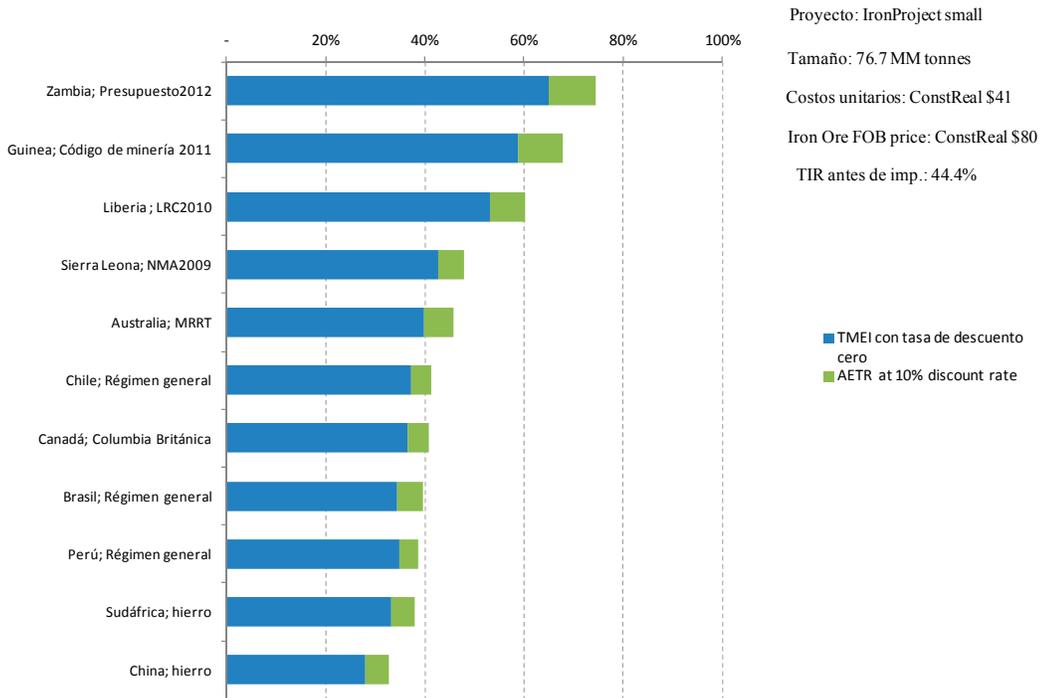
<sup>26</sup> Aparte del caso especial de la minería de diamantes a gran escala donde la participación del Estado a menudo ha sido mayor.

### Gráfico 4. Tasas medias efectivas del impuesto (TMEI) para hidrocarburos y minería

#### Hidrocarburos: Yacimiento de petróleo



#### Minería: Ejemplo de yacimientos de mineral de hierro



Fuente: Cálculos de los funcionarios del FMI utilizando el modelo y la base de datos FARI.

**Cuadro 4. Objetivo primario del gobierno y mecanismo pertinente<sup>1</sup>**

	Bonificación por suscripción de contratos	Regalía fija	Regalía con escala móvil	IRRN (y ACE)	IRE/IVR	Participación del Estado
Maximizar la participación del Estado durante la vida del proyecto				X	X	
Obtener ingresos en etapas tempranas	X	X				
Garantizar incentivos adecuados para la prospección				X	X	
Participación visible en los aumentos de precios de las materias primas			X			
Derecho de propiedad estratégico						X
Maximizar la utilización de los recursos				X	X	
Minimizar la carga administrativa y los riesgos	X	X				

<sup>1</sup>Incluye equivalentes de reparto de producción de los mecanismos de impuestos y regalías.

### III. ADMINISTRACIÓN Y TRANSPARENCIA

#### Administración<sup>27</sup>

52. **No existe ninguna razón intrínseca por la que una administración eficaz y transparente de los regímenes fiscales para las IE —crucial tanto para la captación de ingresos como para la confianza del inversionista— sea más difícil que la de otras industrias.** Las IE son más simples de administrar que otras industrias (tales como las finanzas y las telecomunicaciones) por cuanto involucran operaciones físicas cuyo producto puede ser analizado, pesado y medido, con precios que en la mayoría de los casos se cotizan en bolsas y mercados internacionales. Además, la mayor parte de los ingresos proviene a menudo de unos pocos grandes contribuyentes, para quienes mantener la buena voluntad del gobierno reviste gran importancia.

53. **La administración suele, sin embargo, ser una labor difícil y mal desempeñada.** La variedad y complejidad (a menudo excesivas) de los regímenes fiscales de las IE suelen plantear serios desafíos; las reglas impositivas son a menudo complejas, poco claras o expuestas a los abusos. Aun cuando haya pocas empresas de IE a los países se les dificulta con frecuencia cumplir las tareas rutinarias de supervisión. La administración de las regalías es a menudo particularmente ineficiente, con revisiones frecuentes pero sin declaraciones anuales, ni una conciliación con las cuentas comerciales o las declaraciones del IRE. Una administración fragmentada impide un trabajo de auditoría coherente en función del riesgo de evasión y el desarrollo de servicios al contribuyente. La remuneración, la categoría y la autoridad que se asigna al personal operativo son a menudo inadecuadas para reclutar funcionarios que reúnan la calidad requerida.

54. **Una estructura eficiente para la administración del régimen fiscal puede requerir que se modifiquen las responsabilidades de los ministerios a cargo de las IE y de las empresas extractivas del estado (EEE).** Una administración fragmentada según el tipo de impuesto, como es todavía común en el ámbito de las IE, tiene muchas y conocidas desventajas. La repartición de responsabilidades fiscales entre los entes reguladores de las IE y las empresas extractivas estatales debilita sus respectivas capacidades para concentrarse en sus funciones principales. La autodeterminación de impuestos, un principio básico para una administración impositiva eficaz que las autoridades tributarias de los países en desarrollo a menudo omiten aplicar, concuerda mucho menos con la cultura y las prácticas

---

<sup>27</sup> Las directrices para una administración tributaria eficaz de las IE se analizan brevemente en esta sección y se exponen en mayor detalle en el apéndice VII. El personal técnico del FMI y del Banco Mundial están trabajando conjuntamente en la elaboración de directrices detalladas para administrar los regímenes fiscales de las IE.

de las EEE y de los reguladores del sector de IE, cuyas funciones reguladoras y comerciales normales exigen una intervención en tiempo real. Éstos suelen carecer de capacidad de auditoría fiscal y subcontratan esa función, una decisión que no debería basarse meramente en el hecho de que esta función haya sido asignada a entes no tributarios. Existe un conflicto de intereses fundamental cuando la empresa extractiva nacional combina responsabilidades fiscales y comerciales. Para preservar la integridad, las funciones fiscales dentro del ministerio de IE o de las empresas extractivas nacionales deben estar claramente separadas de las funciones reguladoras y comerciales. Colocar a las primeras en el departamento de impuestos es la manera más obvia y eficaz de lograrlo<sup>28</sup>.

**55. El argumento de que la administración de los impuestos a las utilidades o las rentas de las IE es tan difícil para los países en desarrollo que estos deberían recurrir en cambio a un sistema de regalías suele ser improcedente:**

- ***Las regalías no son siempre tan fáciles de administrar como a veces se afirma ...***  
La facilidad para valorar las ventas no debe exagerarse. Aunque la determinación de precios en función de parámetros de referencia puede reducir el riesgo de los precios de transferencia, es un proceso técnicamente exigente, en particular para la minería. Determinar el “netback” o valor de venta neto de costos de procesamiento, transporte y otros a partir de los precios de referencia de minerales refinados para establecer el valor de mercado en boca de mina o punto de exportación puede resultar complicado y plantear dificultades similares a las de los impuestos basados en la renta; en algunos casos no hay precios internacionales de referencia sobre los cuales basar la valoración. Quizá sea posible adoptar regulaciones o *acuerdos anticipados de precios* para establecer fórmulas de valoración controlables y transparentes, pero ellas exigen un grado considerable de sofisticación administrativa.
- ***...y los impuestos a las utilidades o a las rentas no son necesariamente tan difíciles de aplicar.*** La mayoría de los países en desarrollo aplican un IRE a actividades complejas, como la banca y las telecomunicaciones, a veces acompañado de impuestos sobre los ingresos brutos; no hay ningún motivo especial para no aplicar el IRE a las IE. Los IRRN pueden entonces diseñarse para requerir la misma información, con un cálculo menos complejo: el impuesto sobre el flujo de caja (*R-based*), por ejemplo, evita la necesidad de calcular la depreciación, los costos

---

<sup>28</sup> Podría aceptarse que el ministerio a cargo de la IE retuviera la responsabilidad de las auditorías del sector. Esto es congruente con su función regulatoria, exige una intervención en tiempo real y competencias especializadas en minería y se diferencia de las funciones normales de la administración tributaria (cuando los recursos naturales se exportan, esta función es a veces asignada a la Aduana, cuyas responsabilidades requieren también una intervención física en tiempo real). El intercambio de información obtenida de la auditoría física con la administración tributaria es vital, y a menudo requiere de mejoras, e igualmente sería función del departamento de impuestos conciliar los volúmenes declarados con las declaraciones juradas y registros financieros de los contribuyentes.

financieros o las ganancias por transferencia de licencias. Angola, pese a tener excepcionales limitaciones de capacidad institucional, aplica con éxito un sistema de de producción compartida conforme a tasas internas de retorno.

56. **Los principios de una administración tributaria moderna y eficaz son igualmente pertinentes para administrar las IE, pero con demasiada frecuencia no se aplican en la práctica.** Estos principios incluyen una legislación sencilla y correctamente diseñada sobre un número limitado de impuestos; una estructura institucional integrada y organizada funcionalmente; procedimientos coherentes basados en la autoliquidación, y una gestión del riesgo de cumplimiento focalizada en el contribuyente. Pero la fragmentación de la política fiscal y la administración a menudo los hace difíciles de implementar (y además dificulta que los ministerios a cargo de las IE y de las EEE se concentren en sus propias responsabilidades, creando situaciones de conflicto y confusión de funciones). Una reforma de este sistema puede, sin embargo, resultar extremadamente perturbadora y enfrentar importantes obstáculos políticos.

57. **El fortalecimiento de la administración del ingreso proveniente de las IE es un tema de creciente importancia en la AT que presta FAD.** Como no es el objetivo del presente documento analizar los principios generales de una reforma de la administración tributaria, su importancia y la ponderación que se le asigna en dicha AT no están reflejadas plenamente en este breve análisis. No obstante, es posible obtener beneficios inmediatos si se toman algunas medidas sencillas para mejorar el proceso de auditoría (apéndice VII).

## Transparencia

58. **La posibilidad de que la riqueza de recursos naturales socave la gestión de gobierno es un riesgo bien documentado.**<sup>29</sup> El diseño de la política impositiva y la administración tributaria quizá no sean los temas que conciten la mayor preocupación, pero aquí también la transparencia es un elemento crucial, que a menudo está ausente. Los acuerdos confidenciales de carácter único hacen que la ley se vuelva opaca, a la vez que el proceso de negociación está expuesto a los abusos. La contabilidad pública del ingreso proveniente de los recursos naturales es a menudo deficiente y poco fiable.

59. **Los gobiernos suelen dificultar la transparencia.** La multiplicidad de impuestos; la confidencialidad de los contratos; los procedimientos complicados, ineficientes e incoherentes para la presentación de declaraciones y pago de impuestos; la fragmentación de las responsabilidades relativas a las declaraciones juradas y los pagos entre distintos organismos, con diferentes mecanismos bancarios y sistemas contables e informáticos separados; el pago de ingresos en especie; y el hecho de que no haya un departamento único

---

<sup>29</sup> En la *Guía sobre transparencia del ingreso proveniente de los recursos naturales* (2007) del FMI se tratan estos problemas en forma integral.

responsable de contabilizar la liquidación y el cobro de impuestos: todo ello genera una injustificada falta de transparencia.

60. **La iniciativa para la transparencia de las industrias extractivas (EITI), a la cual adhieren muchos países con abundantes recursos naturales, ha tenido cierto grado de éxito, pero otros países aún no atacan los problemas subyacentes.** La EITI requiere que las empresas de IE publiquen lo que pagan de tributos, y a los gobiernos que publiquen lo que reciben para que estos montos sean auditados y conciliados (las barreras de la confidencialidad deben ser eliminadas). Las iniciativas que amplían y profundizan este enfoque actualmente incluyen la sección 1504 de la Ley Dodd-Frank de Estados Unidos, que exige a las empresas de IE que cotizan en el ámbito de la SEC declarar los pagos efectuados a los gobiernos; un requisito similar de divulgación de información se plantea en la modificación propuesta de la Directiva de Transparencia de la Unión Europea. Si bien la EITI ha contribuido con logros importantes, es preciso avanzar más. Por ejemplo, algunos países ahora publican los contratos originales de exploración y explotación con los concesionarios de la IE, que incluyen acuerdos impositivos, pero no han logrado gravar a estas empresas en función de lo dispuesto en la legislación tributaria. Asimismo, la contabilidad pública sigue siendo deficiente.

#### IV. INGRESOS PROVENIENTES DE LAS IE

En esta sección se analiza la recaudación de las IE.

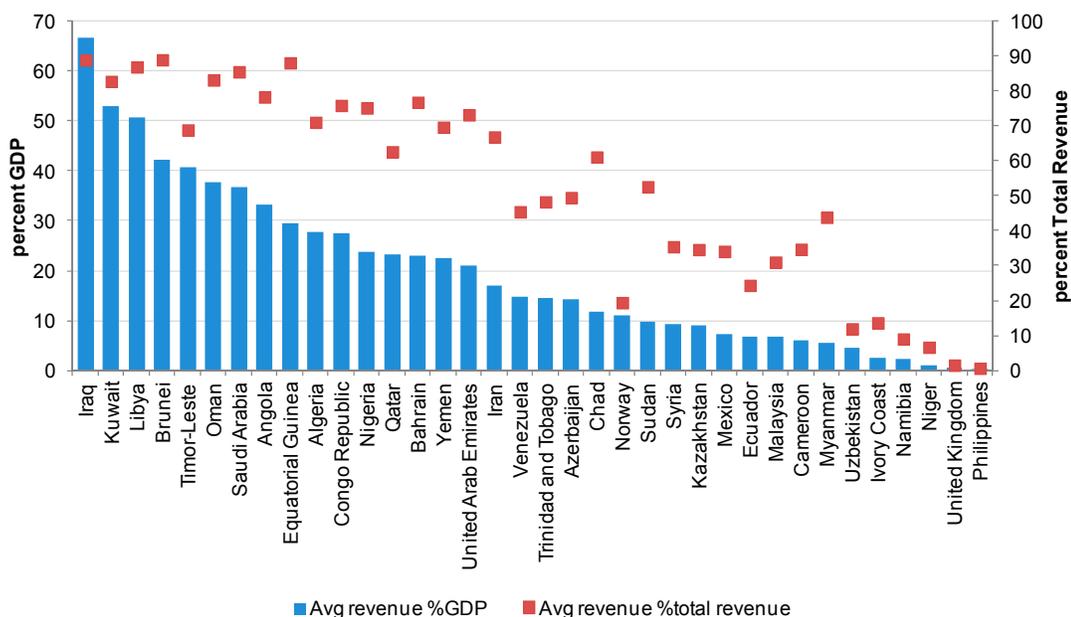
##### A. Ingresos públicos provenientes de las IE

61. **Los datos acerca de los ingresos públicos procedentes de las IE son deficientes; una iniciativa en curso del FMI está orientada a mejorarlos.** Entre las dificultades que se plantean está que muchos de los ingresos (bonificaciones, regalías y reparto de la producción, o participación concesionaria del Estado, por ejemplo) propios del sector son de naturaleza convencionalmente “no tributaria”. Se deben identificar dentro del IRE y otros ingresos de uso habitual los componentes relacionados con los recursos naturales, lo que se dificulta dada la fragmentada e ineficiente recopilación de datos entre los diversos ministerios y organismos. El Departamento de Estadística del FMI planifica actividades piloto orientadas a la recopilación de rutina de dichos datos (apéndice VIII). En el análisis que sigue se usan datos proporcionados por los equipos del FMI para 57 países con recursos naturales para el período 2001–10 (ver además apéndice IX).

62. **En muchos países los ingresos públicos provenientes de las IE son significativos, registrándose una dependencia especialmente alta de tales ingresos en algunos países en desarrollo** (gráficos 5–7, el último de ellos referido a países en los cuales no se pueden distinguir los ingresos por sector). El ingreso derivado de los hidrocarburos puede ser especialmente cuantioso: más de 10% del PIB en 22 países. Su monto es también significativo en muchas economías avanzadas y emergentes, pero la dependencia de ese tipo

de ingreso es especialmente marcada en algunas economías en desarrollo: los ingresos provenientes de los hidrocarburos representaron alrededor de 93% del total de ingresos públicos en Timor-Leste (2008), por ejemplo, y alrededor de 82% en Angola (2007).<sup>30</sup>

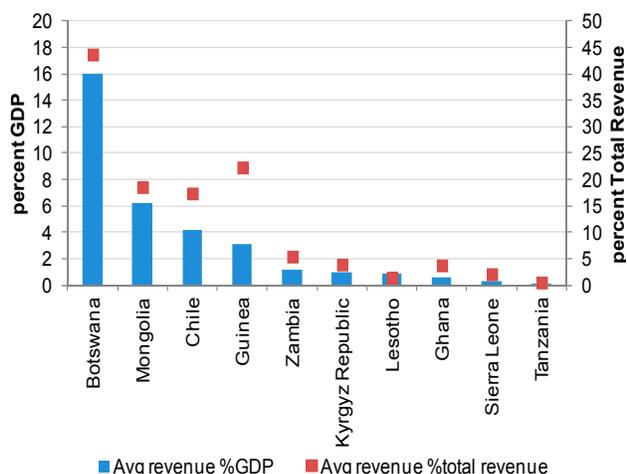
**Gráfico 5. Hidrocarburos: Ingresos públicos por país, 2001–10**



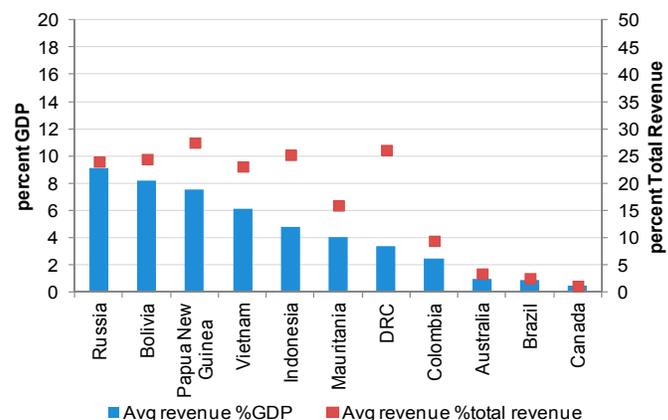
Fuente: Estimaciones de los funcionarios del FMI.

<sup>30</sup> No se analizan aquí las implicancias del ingreso generado por los recursos naturales para las políticas impositivas no referidas a dichos recursos. De los datos reunidos para este documento se desprende que un aumento de un punto porcentual en los ingresos relacionados con las IE (como porcentaje del PIB) se asocia con una reducción de otros ingresos en torno a 0,2 puntos, una observación congruente en líneas generales con las estimaciones correspondientes al petróleo presentadas en Bornhorst, Gupta y Thornton (2009) y formuladas respecto de los recursos naturales de África subsahariana en FMI (2011).

**Gráfico 6. Minería: Ingresos públicos por país, 2001–10**



**Gráfico 7. Minería e hidrocarburos: Ingresos públicos por país, 2001–10**

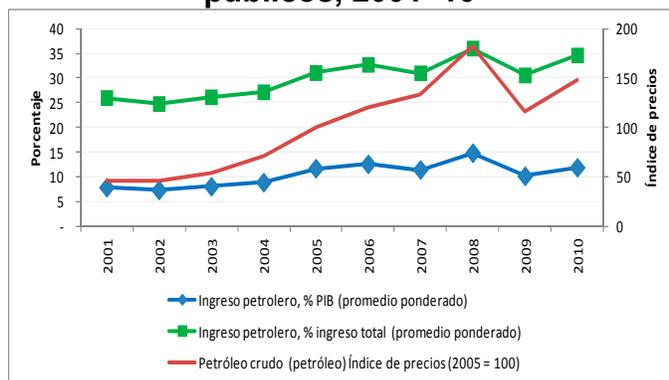


Fuente: Estimaciones de los funcionarios del FMI.

63. **El ingreso proveniente de las IE se incrementó durante la última década de manera más constante y sistemática en los países productores de hidrocarburos (gráficos 8 y 9)<sup>31</sup>.** Los ingresos generados por los hidrocarburos crecieron en los países incluidos en los gráficos 6 y 7 en promedio (ponderado en función del PIB) de 8% a 12% y de 26% de los ingresos públicos a 35%. En los países mineros, el aumento de los ingresos en relación al PIB ha sido algo menos marcado, pero mucho mayor (y muy volátil) en relación con todos los ingresos públicos, lo que refleja que los países que hacen uso intensivo de la minería son de ingreso relativamente bajo y por consiguiente suelen tener menos fuentes alternativas de ingresos. En ambos sectores los ingresos parecen haber evolucionado más o menos en sintonía con los precios de las materias primas (el movimiento en el sector minero siguió menos el fuerte aumento del precio del oro que la evolución de los precios de los otros metales principales: cobre, aluminio, mineral de hierro, estaño, níquel, zinc, plomo y uranio). En ninguno de los dos casos (y esto se constata también en regresiones simples) hay signos de que los ingresos en valores corrientes sean fuertemente progresivos respecto de los precios de mercado; esto es difícil de detectar a partir de los datos referidos al petróleo porque los movimientos de precios también podrían afectar fuertemente el denominador del coeficiente ingresos/PIB.

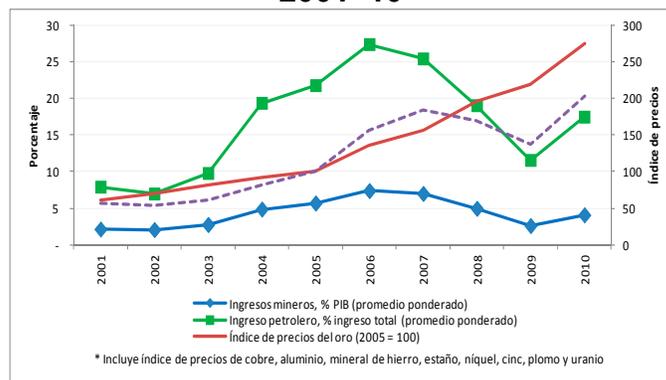
<sup>31</sup> Análogamente, las exportaciones de las IE crecieron desde un promedio ponderado de 7,7% del PIB en 2001 a 12,3% en 2010. Entre ellas predominan las de hidrocarburos, aunque su participación disminuyó durante ese período desde 93% a 87%.

**Gráfico 8. Hidrocarburos: Ingresos públicos, 2001–10**



Fuente: Cálculos de los funcionarios del FMI a partir de los datos descritos en el apéndice III.

**Gráfico 9. Minería: Ingresos públicos, 2001–10**



Fuente: Cálculos de los funcionarios del FMI.

## B. Las tasas efectivas del impuesto en la práctica

64. En el apéndice IX se analizan en mayor profundidad dos métodos complementarios (pero rudimentarios) para evaluar (conceptos algo diferentes de) las tasas efectivas del impuesto aplicadas a las actividades de las IE: métodos de simulación (en los que se usa el modelo FARI descrito más adelante) y el análisis de los datos contables. Cada método tiene sus puntos fuertes y débiles: los ejercicios de simulación, por ejemplo, pueden tomar íntegramente en cuenta todos los impuestos aplicables durante el ciclo de vida de un proyecto, pero exigen al analista proyectar precios y costos futuros y pueden sobreestimar las tasas impositivas efectivas ya que no capturan todas las posibles fuentes de erosión de la base impositiva (debido a una administración imperfecta, por ejemplo); la contabilidad refleja los resultados reales de las empresas, pero ofrece sólo una foto instantánea de un conjunto diverso de actividades<sup>32</sup>. Por ello, los resultados son tan sólo tentativos y los métodos pueden ser objeto de un mayor perfeccionamiento.

65. Según se desprende de estos ejercicios, las tasas efectivas del impuesto son comúnmente más altas en el sector de los hidrocarburos (en torno a 65%–85%) que en la minería (45%–65%), y aumentan con las ganancias, en mayor medida en el caso de los hidrocarburos. Estas conclusiones concuerdan, en líneas generales, con la percepción general acerca de estos temas.

66. No se comprenden plenamente las razones de esas diferencias entre los hidrocarburos y la minería. Las explicaciones posibles incluyen el hecho de que la

<sup>32</sup> Los funcionarios de FAD ensayaron un tercer método, comparando el valor de capitalización de las empresas en los mercados bursátiles con estimaciones de su valor de mercado dadas sus reservas y sus costos de operación y los precios de los minerales, en el supuesto de no haber impuestos. Se requiere un mayor análisis, sin embargo, para poder evaluar los resultados con un grado razonable de confianza.

expectativa de obtener rentas y la existencia de regímenes fiscales para captarlas, simplemente estén establecidas desde hace más tiempo en el caso de los hidrocarburos (dado que los precios de las materias primas minerales sufrieron hasta relativamente poco tiempo atrás una lenta declinación que muchos pensaron que continuaría); la percepción de que en la minería hay mayores beneficios de índole no fiscal (especialmente en comparación con el petróleo de yacimientos marinos), puede haber intensificado la competencia tributaria; o la información asimétrica acerca del riesgo de prospección y desarrollo (con los consiguientes desafíos administrativos) debido a la falta de precios al contado para algunas materias primas, por ejemplo, quizá haya operado como una restricción mayor en la minería. Si bien en algunos aspectos actualmente esas diferencias se están reduciendo (habiendo emergido la captación de rentas como un elemento de mayor interés en la minería), podría ser que se reafirmaran: algunos ven una sustancial oferta potencial que diluirá las rentas de los minerales, mientras que en los hidrocarburos, el acceso restringido a las reservas y los crecientes costos de la producción marginal (las arenas petrolíferas de Canadá o aguas ultraprofundas) implican que quienes produzcan a bajo costo seguirán obteniendo rentas significativas.

## V. ALGUNOS PROBLEMAS ACTUALES

### A. Estabilidad y credibilidad

67. **La estabilidad y la credibilidad del régimen fiscal para las IE —cruciales para superar el problema de desincentivo de la inversión (*hold-up*) no necesariamente requieren de un régimen de estabilidad fiscal.** Es improbable que tal garantía reemplace un compromiso creíble del gobierno a mantener un régimen fiscal previsible. Ésta es una condición necesaria no sólo para el régimen fiscal en sí mismo sino además, e igualmente importante, para los procesos o criterios mediante los cuales el régimen puede ser modificado (Daniel y Sunley, 2010; Osmundsen, 2010)<sup>33</sup>.

68. **La garantía de estabilidad puede tener las fortalezas y debilidades de las reglas fiscales en un plano más general** (Debrun y Kumar, 2008). Para el gobierno puede ser una tecnología de compromisos orientada a obligar a todas las partes del Estado y a los futuros gobiernos. O podría ser un mecanismo de emisión de señales para alentar inversionistas a ingresar en la actividad. En algunos casos podría funcionar como una “cortina de humo” con la que el gobierno trate de hacer menos visibles las modificaciones de otros aspectos legales. El valor para los inversionistas no es siempre claro y si las garantías de certeza tienen que ser invocadas, es probable que las relaciones con el gobierno se deterioren a un punto tal en que será difícil continuar con las operaciones.

---

<sup>33</sup> Los acuerdos de inversión pueden ser importantes también en atenuar el riesgo de expropiación.

## Legislación general frente a imposiciones contractuales

69. **Los costos administrativos, las dificultades políticas y, probablemente, la percepción de riesgo de los inversionistas pueden reducirse dictando leyes que impongan términos y condiciones aplicables a todos los proyectos de IE.** La alternativa de establecerlos en un modelo de contrato puede hacer que sirvan tan solo como una base de negociación.

70. **Frecuentemente se exageran las ventajas que supone para los gobiernos negociar los términos y condiciones fiscales caso por caso,** ya que tales negociaciones requieren de un conocimiento detallado de la rentabilidad prospectiva de un depósito, acerca de la cual los inversionistas tenderán a contar con mejor información<sup>34</sup>. También exigen un esfuerzo administrativo, de habilidades de negociación y una evaluación detallada de los requerimientos de cada inversionista, lo cual, en muchas circunstancias, puede ser difícil de lograr.

71. **Los países que han atraído importantes inversiones mineras en las últimas décadas han utilizado los términos y condiciones de las normas fiscales de aplicación general en lugar de recurrir a la negociación caso por caso.** Entre ellos se cuentan no sólo países avanzados como Australia, Canadá o Noruega sino también, Brasil, Chile, Indonesia, Namibia, Perú y Sudáfrica. El uso de condiciones generales en lugar de negociadas parece ser más frecuente en América del Sur que en África subsahariana.

72. **A veces la negociación es inevitable.**<sup>35</sup> La clave para el gobierno es entonces el acceso a información específica del proyecto (por ejemplo, los depósitos conocidos), sobre los regímenes fiscales disponibles en otros países y al asesoramiento de expertos. Una norma general que favorezca la publicación de los resultados de la negociación será un disuasivo para la corrupción, y tenderá a producir un resultado sostenible y conducente a los intereses mutuos del país anfitrión y de las empresas.

---

<sup>34</sup> Un diseño impositivo óptimo cuando hay información asimétrica exige en principio ofrecer un menú de regímenes fiscales: por ejemplo, uno que contemple una regalía y una alta tasa de impuesto sobre las rentas, otro sin regalías y una tasa más baja de imposición sobre las rentas (siendo el primero más atractivo cuando el inversionista sabe que el costo del proyecto es elevado), como en el recuadro 6 de Boadway y Keen (2010), por ejemplo. La negociación podría considerarse como una manera de presentar tal menú de opciones, aunque demasiado complejo para establecerlo en la legislación. La teoría sigue estando bastante alejada de la implementación práctica, sin embargo, y la voluntad de negociar conlleva implicaciones para el poder de negociación relativo de las partes.

<sup>35</sup> La política del FMI ha consistido en no ofrecer asesoramiento respecto de los detalles específicos de las negociaciones o renegociaciones, al tiempo que se reconoce que es en el momento en que ellas tienen lugar — de hecho, especialmente en ese momento— cuando el asesoramiento respecto de los regímenes fiscales generales para las IE resulta más útil y valioso.

73. **Si bien la obligación de respetar los contratos es vital, las renegociaciones ocurren, y a veces corresponde que así sea.** La renegociación se puede justificar cuanto los términos y condiciones se han vuelto flagrantemente contrarios a las prácticas internacionales, o a aquéllos aplicables en circunstancias comparables: ningún contrato puede prever todos los resultados concebibles. Cuando esto tiene lugar mediante consultas, o por mutuo acuerdo, el clima de inversión puede fortalecerse en lugar de debilitarse. En los sistemas contractuales, las disposiciones que prevén revisiones periódicas son cada vez más comunes.

## B. Cuestiones internacionales

74. **Las cuestiones relativas a la tributación internacional de las IE merecen más atención que la que suelen recibir**<sup>36</sup>. La mayoría de esos temas no son exclusivos de las IE, y su importancia es cada vez mayor para los países en desarrollo en un plano más general, pero surgen con particular fuerza en el caso de las IE.

75. **El tratamiento impositivo de las ganancias por transferencia de una participación en derechos mineros o de hidrocarburos se ha convertido en un tema apremiante y controvertido.** Esto se ha convertido en una preocupación importante ya que vendedores involucrados en transacciones de proyectos de prospección obtuvieron grandes ganancias, como por ejemplo en Ghana y Uganda; el monto de los impuestos en cuestión en un caso registrado en este último país, por ejemplo, fue de alrededor de US\$400 millones.<sup>37</sup> En el apéndice III se analizan las cuestiones impositivas altamente complejas y muy relevantes que se plantean en estos casos.

76. **Los tratados tributarios a veces erosionan la base impositiva de los proyectos de IE.** Con frecuencia reducen los niveles permitidos de retención de impuestos en frontera o incluso los eliminan por completo. La práctica de “*treaty shopping*”—canalizar y caracterizar las remesas de modo tal para aprovechar disposiciones ventajosas de los tratados— puede reducir sustancialmente las obligaciones de retener en la fuente impuestos sobre los dividendos, intereses y honorarios por gestión o servicios técnicos. Los países en desarrollo que reciben sustanciales flujos de inversión hacia los sectores de IE, y que tienen flujos mínimos de inversiones propias hacia el extranjero, deben diseñar estrategias para la firma de convenios que minimicen la erosión de la base tributaria y considerar la adopción de normas contra la práctica de “*treaty shopping*”, es decir, la búsqueda del tratado más favorable.

---

<sup>36</sup> Mullins (2010) presenta un panorama general de las cuestiones de tributación internacional referidas a las IE; el Departamento de Finanzas Públicas del FMI realizó en mayo de 2012 un seminario en el que se estudiaron dichas cuestiones con mayor detalle y planea publicar un libro sobre el tema.

<sup>37</sup> Myers (2010).

77. **La vulnerabilidad a prácticas abusivas en materia de precios de transferencia existen en las IE así como en otros sectores.** La aplicación de impuestos más altos a las actividades de exploración y producción (*upstream*) incrementa ese riesgo; las empresas involucradas son a menudo multinacionales integradas y el uso de paraísos fiscales es una práctica común. Por otra parte, las características propias de las IE mitigan estos riesgos: hay operaciones y productos físicos observables, hay mediciones estándar y precios de referencia internacionales y (en los hidrocarburos) la estructura típica de negocios involucra varios socios independientes (*joint ventures*), lo cual genera intereses contrapuestos que operan a favor del gobierno en lo concerniente al control de costos. Las buenas prácticas exigen que haya reglas de precios de transferencia claras y transparentes que permitan una aproximación razonable a los precios de mercado o de libre competencia, utilicen prácticas propias de la industria cuando sea posible y reflejen los valores de insumos y productos de la fase “aguas arriba”. Los sectores de IE cuentan con precios de referencia útiles para los productos y con prácticas transparentes, tales como la de transferencias al costo para algunos insumos; estos precios de referencia ofrecen un valor comparable no sujeto a controles con el cual valorar las transacciones. La carga de la prueba de haber usado las reglas y demostrar que así se ha hecho debe recaer en el contribuyente. Deberían utilizarse precios de referencia publicados cuando estén disponibles; las autoridades fiscales necesitan contar con un vigoroso programa de recopilación de datos para respaldar una estrategia coherente de auditorías basadas en el riesgo.

78. **La coordinación regional, aunque potencialmente conveniente, quizá sea menos imperiosa para los regímenes fiscales de las IE que para otros aspectos de la tributación de las empresas.** La presión a favor de bajar las tasas impositivas para atraer capacidad escasa de exploración y desarrollo es una inquietud genuina. Esto constituye un argumento a favor de tales acuerdos siempre que los países puedan cobrar regalías e impuestos sobre las rentas adecuados a las condiciones y estructura de costos de sus propias IE. Además, la asunción de un compromiso respecto de las tasas impositivas máximas —no sólo las mínimas, como generalmente se piensa en el caso de los acuerdos regionales— podría contribuir a superar los problemas de consistencia temporal. No obstante, los problemas de coordinación son menos apremiantes que, por ejemplo, los relativos a los incentivos impositivos para actividades con mayor movilidad.

### C. Tributación y otorgamiento de derechos

79. **La tributación de las IE está vinculada a la manera en que se otorgan los derechos minerales.** En algunos casos puede ser beneficioso para los gobiernos separar la prospección de la extracción —por ejemplo, licitando los depósitos conocidos y adjudicándoselos al mejor postor— siempre que no se hayan creado derechos anteriores a favor del inversionista durante el período de prospección. La mayoría de las empresas no invertirán en prospección si no se les garantizan derechos de extracción en caso de tener éxito, pero a veces los depósitos descubiertos son cedidos y los gobiernos pueden tener

mayores posibilidades de realizar rondas competitivas de licitación (incluso mediante subastas) adquiriendo los datos de prospección (Tordo, Johnston y Johnston, 2010).

80. **El diseño de cualquier subasta para adjudicar la prospección de hidrocarburos es fundamental.** Las subastas han sido más exitosas que en otras actividades de IE; quizá la mayor disponibilidad de datos de hallazgos adyacentes alienta la competencia. La variable por la que pujan los participantes en la subasta puede ser el pago de una bonificación o algún otro concepto, pero la clave radica en no imponer demasiadas variables o criterios. El procedimiento de subasta más adecuado puede variar según las circunstancias (Cramton, 2010). Es improbable que una subasta sea exitosa a menos que se aliente la participación de un número significativo de oferentes calificados y se evite que entre ellos haya colusión.

81. **El primer paso es definir el producto que se subasta: el plazo del permiso, el tamaño del terreno, las regalías, las obligaciones tributarias, y qué términos están sujetos a una puja competitiva y cuáles son fijos.** El segundo paso consiste en precisar resolver una serie de cuestiones básicas de diseño: la venta secuencial o simultánea (que las parcelas se vendan una después de otra o bien todas al mismo tiempo); subasta dinámica o estática (usando un proceso de subasta ascendente o una oferta única presentada en sobre cerrado); la política de información (lo que los oferentes saben cuando presentan sus ofertas), y los precios de reserva (los precios de venta mínimos).

82. **La presentación de ofertas puede combinarse con la aplicación de impuestos (que son un pasivo contingente de pago futuro).** Esta combinación es de uso frecuente y significa que la estructura del régimen fiscal (aparte de cualquier concepto licitable) es un componente integral del diseño y del potencial de ingresos de la subasta, y viceversa.

## **Apéndice I. Principales aspectos de las consultas con organizaciones de la sociedad civil y empresas de la IE**

### **Organizaciones de la sociedad civil (OSC)**

Se necesita una sólida alianza tripartita entre las OSC, el gobierno y el sector privado. Las OSC suelen tener conocimientos limitados sobre el sector; los donantes y el FMI deben trabajar con las OSC para ampliar sus capacidades en este ámbito.

El FMI debe apoyar los esfuerzos de las OSC para lograr transparencia mediante la divulgación de contratos suscritos con las empresas y las recaudaciones obtenidas a partir de proyectos de IE.

El FMI debe apoyar decididamente a los gobiernos en sus esfuerzos por implementar una política y auditoría de recaudación de impuestos eficaz.

Los recursos naturales constituyen una inyección de fondos en la economía pero no representan necesariamente crecimiento para las comunidades locales con abundantes recursos.

Los principios fundamentales que guían la política pública en las IE deben abordar el problema del carácter limitado de los recursos naturales y la consecuente necesidad de usarlos de una manera que vele adecuadamente por los intereses de las futuras generaciones.

Las regalías tienen muchas desventajas para el gobierno anfitrión. El IRE ofrece ventajas mucho más positivas para las autoridades del país anfitrión, pero exige el fortalecimiento de la capacidad institucional para vigilar abusos en la transferencia de precios.

En sus recomendaciones, el FMI debería proponer que un porcentaje de los impuestos recaudados de las actividades extractivas se destine directamente a las comunidades locales afectadas (pero véanse los siguientes dos enunciados).

Según datos empíricos, la asignación de los ingresos provenientes de los recursos a fines específicos en las provincias en las que están ubicadas las minas o los pozos puede reportar beneficios en ciertos casos, pero por lo general no es así.

Es necesario que las rentas de las IE se repartan de manera equitativa entre las diferentes partes interesadas: empresas, gobiernos nacionales y gobiernos regionales. Se deben fomentar regímenes tributarios transparentes, equilibrados, progresivos y favorables para el medio ambiente; esta es la mejor manera de evitar corrupción y erosión de los ingresos tributarios, y de garantizar a la ciudadanía y a los inversionistas el reparto equitativo de las rentas derivadas de las IE.

## **Empresas de la IE**

### ***Sector minero***

Es importante centrar la atención no sólo en la división de las rentas y el reparto de los ingresos sino también en indicadores más amplios del impacto económico y social de la minería.

Los ingresos provenientes de los recursos también deberían usarse para promover el fortalecimiento de las instituciones y la capacidad administrativa.

Dado que las empresas compiten, con el tiempo puede haber un exceso de inversión y puede aumentar la volatilidad de los precios.

El perfil de riesgo de los proyectos es tan importante como la medición directa del VPN esperado.

Entre las partes interesadas, los rendimientos de los gobiernos son los que más han aumentado desde 2005; las empresas mineras utilizan sus mayores utilidades para financiar inversiones futuras. Una gran cantidad de efectivo en el balance no significa que la empresa no esté pagando suficientes impuestos.

Las subastas solo maximizan el valor cuando se disponen de conocimientos suficientes sobre la base de recursos (cabe destacar que esto es menos común en el sector minero que en el petrolero).

El sistema tributario debe ser predecible y debe estar en gran medida relacionado con las utilidades, sin una aplicación retroactiva de impuestos. No existe una división ideal de la división de las rentas entre empresas y Estados; varía según las circunstancias.

### ***Sector de hidrocarburos***

El riesgo de prospección es importante y muchos hallazgos siguen siendo no viables desde el punto de vista económico.

La tasa de éxito comercial depende las condiciones fiscales, entre otras.

El sector está evolucionando a medida que la prospección se traslada a aguas más profundas y que se recurren a fuentes no convencionales de gas y petróleo; estos proyectos tienen cronogramas más largos y a veces riesgos más elevados.

A escala mundial, la proporción que le corresponde a los gobiernos de los proyectos de petróleo y gas es de aproximadamente dos tercios, y el sector no está gravado de manera insuficiente.

Las empresas petroleras necesitan regímenes fiscales claros, estables y simples.

Los precios del gas y el petróleo son cada vez más divergentes y los regímenes fiscales no han tenido esto en cuenta.

Los análisis sobre las empresas petroleras no se enfocan sólo en los impuestos; también se centran en cómo lograr un equilibrio de riesgos con el gobierno, cómo evitar la doble imposición y la capacidad para deducir los gastos en las declaraciones de impuestos.

Las subastas han arrojado resultados desiguales; en algunos casos las ofertas no han sido sostenibles. Las bonificaciones han sido problemáticas porque en general no pueden declararse como deducciones impositivas; las subastas sobre metas de producción o pagos contingentes quizás sean preferibles.

Las regalías o los gravámenes sobre la producción bruta distorsionan las decisiones de inversión y producción.

## Apéndice II. Asistencia técnica sobre regímenes fiscales de la IE desde 2006

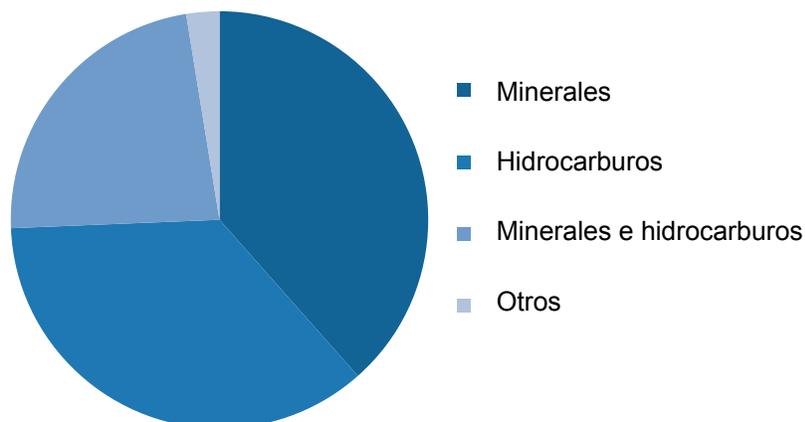
**La AT sobre la tributación de los recursos naturales, proporcionada por los funcionarios del FMI y expertos de países miembros, es significativa y está aumentando gradualmente.** En los últimos siete ejercicios fiscales (2006–12), el FMI realizó 85 misiones de AT en 37 países,<sup>38</sup> sobre temas relacionados con la tributación de los recursos naturales, y aproximadamente la mitad de dichas misiones tuvieron lugar en 2011 y 2012 (gráficos 1 y 2 del apéndice). En 2006 se realizaron tan sólo 6 de esas misiones, mientras que en 2012 se realizaron 31. El aumento en 2012 obedece en gran medida a la puesta en marcha del fondo fiduciario para fines específicos sobre gestión de la riqueza proveniente de los recursos naturales (MNRW TTF), pero en 2011 ya se había registrado un aumento marcado (a 15) de las misiones financiadas internamente o por otras fuentes. Para el ejercicio 2013 están planificadas 33 misiones dirigidas por funcionarios del FMI sobre tributación de los recursos naturales, sin contar seminarios o vistas de expertos a corto plazo organizadas por FAD. El Departamento Jurídico (LEG) del FMI participa en gran parte de estas labores.

**Las misiones de AT son el principal foco del trabajo de los funcionarios del FMI especializados en regímenes fiscales de las IE, pero no su único componente.** El personal técnico brinda asistencia a los países mediante visitas, a menudo con expertos externos, abordando cuestiones específicas durante las misiones de departamentos regionales, y ofreciendo seminarios y conferencias ocasionales (el más reciente fue un seminario sobre “recursos sin fronteras” [*Resources without Borders*], celebrado en mayo de 2012 en la ciudad de Washington, en el que se abordaron aspectos internacionales de los regímenes fiscales de las IE). En 2010 el FMI publicó un importante libro sobre el tema (Daniel, Keen, y McPherson). El número relativamente estable de misiones en 2008–10 se debe en parte a los esfuerzos dedicados para la publicación del libro, la conferencia de la cual surgió la idea de una publicación y las actividades de divulgación conexas.

---

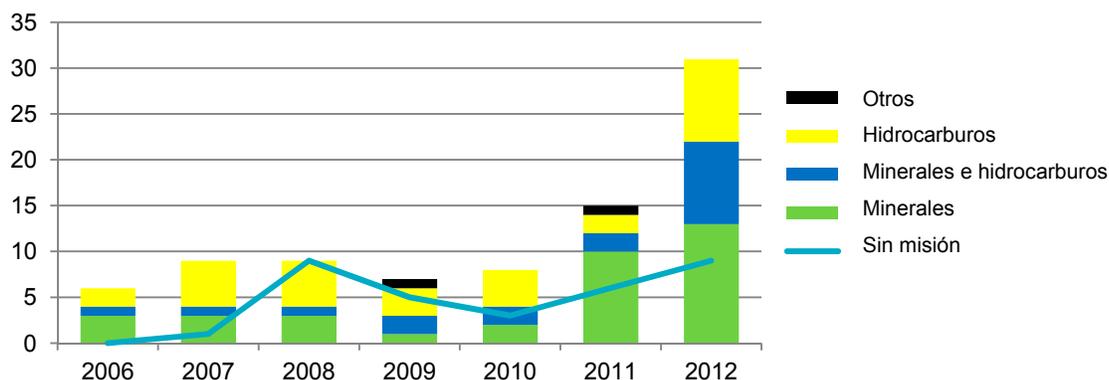
<sup>38</sup> Incluido un pequeño número de consultas del Artículo IV para las que se prepararon estudios específicos (*Selected Issues Papers*) sobre regímenes fiscales de las IE.

**Gráfico 1 de los apéndices. AT sobre tributación de recursos naturales por sector, ejercicios 06–12**



Fuentes: Estimaciones del personal técnico del FMI.

**Gráfico 2 de los apéndices. Número de misiones y otras actividades por ejercicio, 2006–12**



Fuentes: Estimaciones del personal técnico del FMI.

**El asesoramiento del FMI sobre política tributaria se centra principalmente en los impuestos sobre hidrocarburos (petróleo crudo y gas) y productos mineros (los más comunes son oro, cobre, mineral de hierro y carbón, pero también uranio y diamantes),** aunque ocasionalmente también se abordan otros recursos naturales: energía hidráulica y geotérmica (Islandia, 2011) o silvicultura y agricultura comercial (Liberia, 2009). Recientemente el personal ofreció por primera vez asesoramiento sobre el diseño de un régimen fiscal para el desarrollo de gas de esquisto (Polonia, 2012). La mayoría de estas actividades de AT se concentraron exclusivamente en la tributación de los recursos naturales. En otros casos, estos temas se abordaron como parte de un examen más amplio de la política

tributaria (como Malawi, 2011, o Tanzania, 2012) o se extendieron a otros temas, como la descentralización fiscal (Perú, 2006; Liberia, 2009; o Bolivia, 2010).

**El marco del modelo FARI se utiliza para brindar asesoramiento sobre cuestiones macrofiscales y gestión de los ingresos provenientes de los recursos naturales.** Las estadísticas sobre estas actividades no se presentan por separado; los ejemplos abarcan desde Uganda en 2008; Ghana y Nigeria en 2010; Timor-Leste en 2011, hasta Sierra Leona en 2012. El modelo FARI también ha sido incorporado en cuatro equipos de países del Departamento de África (AFR) y, con el apoyo del FAD, AFR está fortaleciendo las capacidades de su propio personal en este ámbito.

**El FMI también ha ampliado sus labores sobre administración de los ingresos para los países con abundantes recursos naturales, tema al que se le ha prestado relativamente poca atención.** Si bien el crecimiento no ha sido tan rápido como en los temas relacionados con la política tributaria, el MNRW TTF también abarca la administración de los ingresos públicos: se han emprendido proyectos en la República Democrática del Congo, Sierra Leona, la República Democrática de Lao y Mongolia. Uganda y Zambia también han recibido asesoramiento.

### Apéndice III. Aspectos relacionados con el IR de las empresas que revisten especial importancia para las industrias extractivas

#### Valoración de la producción

**Los principios de valoración del ingreso en el IRE no siempre se coinciden con los de las regalías.** Esto se debe a que la valoración del ingreso en el IRE por lo general persigue determinar una “ganancia neta” y permitir todas las deducciones para determinar un gravamen que pueda tener derecho a un crédito tributario externo. En el caso de las regalías hay más flexibilidad para elegir un punto de valoración y usar un precio de referencia.

**La valoración de minerales en bruto como la bauxita, rutilo y mineral de hierro es compleja.** Lo mismo suele suceder con el gas natural. Los precios de referencia no son tan transparentes y accesibles como los del petróleo, oro y cobre. El uso de los precios efectivos expone al gobierno a un riesgo considerable. Los precios de referencia a veces provienen de fuentes con derechos exclusivos (como Platts en el caso del mineral de hierro), pero tienen que adaptarse para tener en cuenta diferenciales de calidad y costo de transporte. Cuando los minerales se venden por contrato y no se aplican los precios de mercado abierto, el gobierno debe tener derecho para aprobar el contrato. La autoridad tributaria debería estar en condiciones de ofrecer acuerdos anticipados de precios.

#### Interacción del IRE y el reparto de la producción

**El reparto de la producción puede crear una relación compleja con el IRE** en el sentido de que se necesita un cálculo en dos etapas, a menudo bajo reglas diferentes. Los ingresos del contratista derivados tanto de la producción para recuperar costos (*cost oil*) como de la producción que deja ganancia (*profit oil*) se agregan, se tratan como ingreso bruto para el IRE y se aplican las deducciones normales del IRE. Este sistema a menudo conduce a una administración separada del reparto de la producción y el impuesto (véase más adelante). Algunos sistemas utilizan mecanismos en nombre de terceros (“pay-on-behalf”), mediante los cuales el pasivo del IRE del contratista se liquida a partir de la proporción del *profit oil* que le corresponde al estado, lo cual estabiliza automáticamente cualquier impuesto adeudado.

#### Deducciones permitidas

**Los costos deducibles por lo general deberían generar un ingreso imponible para la persona que recibe el pago.**<sup>39</sup> Este importante principio exige, por ejemplo, que el impuesto

---

<sup>39</sup> Aunque no en el caso de regalías pagadas al gobierno, y algunos pagos pueden capitalizarse incluso si generan ingreso corriente para el beneficiario.

retenido en la fuente pueda aplicarse a los pagos de intereses o de servicio técnico efectuados a favor de no residentes.

### **Tasa del IRE y la tributación adicional de la renta**

**La tasa del IRE adecuada para las IE está vinculada a metas más amplias.** Depende de 1) si con el tiempo el gobierno tiene previsto reducir la tasa general; 2) si el gobierno desea mantener una tasa del IRE más alta para las IE; y 3) el saldo general con otros impuestos, en particular, el impuesto retenido en la fuente de dividendos aplicado a la distribuciones, y cualquier otro impuesto posible adicional sobre la renta.

**Una tasa común de IRE para todos los sectores suele ser preferible.** El IRE se considera un impuesto que no es específicamente atribuible a la extracción de recursos sino a la realización de actividades comerciales en el país; en cambio, las regalías y cualquier impuesto adicional a las rentas están específicamente vinculados a la extracción de recursos, y representan un gravamen por el derecho a extraer. Sin embargo, las empresas considerarán el impacto agregado del impuesto, primero en términos de la economía intrínseca del proyecto, y posteriormente en términos del financiamiento y las estructuras organizativas eficientes desde el punto de vista tributario, la capacidad para aprovechar créditos tributarios internos y el uso de otras oportunidades de planificación tributaria. Por lo tanto, el IRE formará parte de la evaluación que realizan las empresas sobre el efecto del impuesto en su tasa interna de rentabilidad, o el VPN con tasa de descuento en el umbral.

**La tributación adicional sobre la renta reduce la importancia del IRE.** Esto sería especialmente cierto si la tasa de los IRRN se ajusta (en cualquier sentido) a las variaciones de la tasa del IRE.

### **Deducciones de capital y definiciones de gasto de capital**

**Las deducciones tributarias por depreciación (de capital) para la IE suelen ser generosas en comparación con la depreciación contable o la probable depreciación económica.** Pueden justificarse en función de reducción del riesgo, pero pueden retrasar los ingresos públicos.

**Las deducciones de capital contadas a partir del año que se efectúa el gasto permiten la acumulación no intencional de pérdidas en grandes proyectos de las IE.** Una práctica más común consiste en empezar a permitir las deducciones iniciales de capital en el año en que comienza la producción comercial, e incluso en ese caso utilizar la una regla de ejercicio parcial (si la producción empieza al cabo de seis meses, ofrecer una deducción de capital se medio año). De esta manera, todos los activos se tratan de manera idéntica en relación con el ingreso producido, independientemente de cuándo se hayan producido o construido.

**Es necesario definir el gasto de capital de los sectores minero y petrolero.** El gasto de capital para desarrollo en perforación, eliminación de desechos, desmonte de roca, excavación de pozos y actividades afines a menudo se deduce de inmediato. Las *Normas*

*Internacionales de Información Financiera* (NIIF) ahora proporcionan una base para determinar los gastos que deben deducirse y los que deben amortizarse.

### **Pérdidas imputadas a ejercicios futuros por empresas de la IE, y perímetro fiscal**

**Los sectores de la IE suelen tener un período ampliado o ilimitado de imputación de pérdidas a ejercicios futuros.** Esto no crea ningún problema especial, excepto a fines de seguimiento de las pérdidas. En todo caso, no hay justificación para denegar la deducción de pérdidas que se hayan incurrido adecuadamente (en la práctica mediante la aplicación de deducciones de capital).

#### **Se necesitan criterios para implementar el perímetro fiscal por permiso individual.**

Países como Noruega y el Reino Unido permiten la consolidación dentro de un perímetro fiscal que abarca a todo el sector de explotación petrolero más adentro. A los países que les preocupa el aplazamiento de los ingresos quizás les resulte apropiado establecer perímetros fiscales por permiso.

### **Deducibilidad de los intereses**

**Las reglas generales sobre la subcapitalización deberían aplicarse normalmente, pero si son deficientes, es posible que se necesiten disposiciones especiales.** El método de denegar la deducción inmediata de los pagos de intereses que excedan cierta proporción del ingreso (por ejemplo, 50% más el interés devengado) es un ancla útil para permitir la deducción de intereses, quizá con la incorporación de un “refugio seguro” con una relación deuda/capital de, por ejemplo, 1,5:1.

**Es necesario limitar la tasa de interés deducible.** En la legislación tributaria se debería incluir, por lo menos, un criterio equivalente de mercado abierto, normalmente como parte de una regla general de determinación de precios de transferencia. Una alternativa es especificar un margen sobre una tasa de interés internacional de referencia en dólares de EE.UU.

### **Recuperación y rehabilitación del medio ambiente: Tratamiento fiscal**

**Las reglas especiales deberían prever los gastos de abandono y recuperación a su debido momento.** Una disposición en contra de gastos futuros por lo general no es deducible para fines tributarios, pero en este caso a todas las partes les interesa esta disposición. Se necesitan reglas detalladas para la especificación de planes y presupuestos, y para la deducción de costos pertinentes. Por ejemplo, ¿se incluirá o no en el cálculo la inflación proyectada? ¿Deberían los costos futuros presupuestados actualizarse con una tasa de interés adecuada? Muchos países ahora cuentan con sistemas para realizar contribuciones deducibles a fondos de abandono o recuperación.

## Tratamiento de la cobertura de riesgos

**Las ganancias y pérdidas por cobertura de riesgos.** El cierre de posiciones de cobertura puede reportarle al gobierno pérdidas o ganancias en relación con contratos de transacciones regulares o al contado. El gobierno no ejerce control sobre las decisiones comerciales de cobertura de riesgos, y es posible que prefiera no exponerse a los resultados. Una opción es descartar las transacciones de cobertura por completo, y exigir que se usen precios de preferencia en cambio. Las transacciones de cobertura no estarían contempladas dentro del régimen tributario de minerías sino que estarán sujetas a provisiones generales de IRE para tales transacciones. Una opción más complicada es la que se utiliza en Australia: se hace una distinción entre las transacciones de cobertura de carácter “comercial” y las de carácter “financiero”. Excluir las transacciones de cobertura es probablemente una opción más sencilla.

**El personal técnico del FMI suele recomendar que los gobiernos no deberían estar expuestos a las operaciones de cobertura de las empresas excepto por decisión positiva** (por ejemplo, las operaciones de cobertura frente al oro antes de un alza del precio dieron lugar a pérdidas efectivas de ingresos) y deberían aplicar impuestos sobre el valor justo de mercado, lo cual suele significar el precio de referencia para transacciones en el mercado al contado. No obstante, es posible que existan excepciones, si se tiene en cuenta que los precios de la gasolina a largo plazo a menudo incluyen un mecanismo de cobertura.

## Plusvalías por cesión de participaciones

Surgen dos conjuntos de temas conexos:

- **¿Deben gravarse estas plusvalías?** Dado que estas plusvalías presumiblemente se deben a un aumento de las rentas futuras esperadas, quizá no sea necesario gravarlas si las rentas se gravan adecuadamente: en Noruega, en donde está en funcionamiento un impuesto eficiente a las rentas de recursos naturales, las plusvalías y primas de esas transacciones no se tienen en cuenta para fines tributarios. Otros países sí las gravan, a menudo aplicando reglas muy complejas (como en el Reino Unido). La pregunta es si la plusvalía debería ser deducible (o si debería incrementar el valor imponible del activo) de ingresos o beneficios potenciales del futuro. Si la respuesta es negativa, la compra probablemente estará sujeta a doble tributación, aunque eso se vería reflejado en el precio de compra pagado y por lo tanto reduciría el impuesto sobre la transacción inicial. Si se permitiera una reducción del impuesto en el futuro, ¿debería deducirse de las plusvalías de transacciones similares, o de vería tratarse como un costo de adquisición de derechos de la IE y amortizarse contra ingresos futuros? Con cualquiera de estas opciones de compensación, el resultado probable de gravar la plusvalía es una modificación de la fecha de los ingresos públicos y no un cambio de su monto absoluto. Sin embargo, esta tributación quizás sea necesaria

desde el punto de vista político, y también incrementará el VPN de los ingresos del gobierno.

- **¿Quién debería o podría gravar la plusvalía?** Las transacciones con frecuencia comprenden no la cesión directa de derechos de minería sino ventas de participaciones en empresas que son propietarias de esos derechos, o en empresas que tienen participaciones en esas empresas, y así a lo largo de una cadena de propiedad que suele ser compleja y de carácter transfronterizo. Una empresa constituida localmente que es propietaria de derechos mineros por lo general será de propiedad efectiva de empresas residentes en el exterior, y estará fuera de la jurisdicción tributaria del país anfitrión. Sudáfrica es un ejemplo de un país que tiene una disposición de “transparencia” al respecto: cuando más del 80% de los activos de una empresa son derechos mineros (tratados como propiedad inmueble), las transacciones de sus participaciones se tratan como transacciones del derecho minero propiamente dicho. Si la plusvalía le beneficia al no residente, sigue siendo gravable como una plusvalía obtenida en Sudáfrica. Tales disposiciones pueden dar lugar problemas si la aplicación de gravámenes a dichas plusvalías de un no residente está prohibida por un convenio tributario. También surgen dificultades prácticas a la hora de identificar y gravar efectivamente las transacciones en las que participan empresas no residentes. Se han propuesto varios mecanismos para hacer frente a este problema: una posibilidad es sancionar severamente la evasión (por ejemplo, la pérdida del derecho minero si no se informa sobre un cambio de control), otra es gravar una “plusvalía presumida” a la empresa local de manera simultánea con la venta y recompra del derecho minero.

**Es necesario cerciorarse de que la aplicación de gravámenes a la plusvalía no disminuya la prospección.** En sectores nuevos, esta tiende a ser llevada a cabo por empresas pequeñas que están motivadas principalmente por la posibilidad de obtener plusvalías a partir de la participación o la toma de control por parte de una empresa grande.

### **Condiciones fiscales y procesamiento secundario**

**Es necesario abordar el tratamiento fiscal del procesamiento secundario.** En el sector minero, las empresas pueden llevar el procesamiento de minerales a una etapa posterior, más allá del primer producto comerciable. Por ejemplo, en el procesamiento de bauxita para obtener alúmina, una refinería de alúmina probablemente se tratará como una operación de manufactura o procesamiento, y no como parte de la minería; por lo tanto, se le aplicarán las reglas normales del IRE, no las reglas de regalías o de minería. En este caso, se necesitarán reglas sobre el precio de transferencia de la alúmina a la refinería. En el sector de hidrocarburos, la analogía sería el procesamiento y transporte de gas remoto, en cuyo caso se necesitarán reglas para la determinación de precios de transferencia de la producción primaria, para garantizar que los impuestos a los recursos se apliquen solo a la producción primaria y que la renta se devengue en esa etapa.

## **Tributación del ingreso mediante retención**

**Los impuestos retenidos en la fuente pueden ser importantes como fuente directa de ingresos y como método para combatir la elusión, pero deben ser diseñados cuidadosamente.** Los aplicados a subcontratistas (en lugar de IRE) pueden ser una fuente importante de ingresos iniciales, pero también pueden incrementar el costo de prospección y desarrollo, ya que estos pagos suelen efectuarse sobre cifras butas para cubrir el impuesto retenido en la fuente. Esto también eleva las deducciones del IRE, lo cual diluye cualquier aumento de los ingresos. Los gobiernos anfitriones procuran imponer obligaciones tributarias a los proveedores de servicios (como perforación), incluidos los no residentes, para garantizar el cumplimiento tributario. La falta de claridad sobre el impuesto retenido en la fuente puede ser una importante causa de fricción entre gobiernos y contribuyentes, particularmente en las etapas de prospección y desarrollo. También es necesario considerar con atención los impuestos retenidos en la fuente sobre dividendos e intereses, que suelen reducirse o eliminarse en los convenios tributarios.

#### Apéndice IV. ¿Qué tasa de “sobreamortización” debería usarse en los impuestos sobre rentas?

**El parámetro que se aplica es que, si se sabe con certeza que a la larga el contribuyente recibirá los beneficios del impuesto diferido (incluido, si es necesario, mediante pagos del gobierno), la imputación de los beneficios no realizados a un ejercicio futuro con una tasa libre de riesgo es, en principio, una práctica adecuada** (Fane, 1987; Bond y Devereux, 1995 y 2003). En los casos en que hay dudas sobre el compromiso del gobierno para brindar estos beneficios, es adecuado realizar ajustes del riesgo en función de esa posibilidad, o cual, cabe destacar, no significa realizar ajustes en función de riesgo de los propios flujos de caja de las empresas. Aún no hay planteamientos teóricos sobre cuál sería la tasa que se debería usar cuando no existe una tasa libre de riesgo; en muchos países en desarrollo ni siquiera existe una tasa fiable de bonos a largo plazo en moneda local o en dólares de EE.UU. Si se van a usar tasas ajustadas en función del grado de riesgo de las actividades, cabe decir que dichas tasas deberían reducirse con el tiempo a medida que disminuyan los factores de incertidumbre de los proyectos.<sup>40</sup>

#### En la práctica:

- Noruega y el Reino Unido ofrecen una sobreamortización relacionada en general con los costos del capital, pero con plazo limitado (cuatro y cinco años, respectivamente) que se asemeja a una reducción a lo largo del tiempo.
- En los debates realizados en Australia en 2010, la propuesta inicial consistía en un sistema ACC (desgravación de capital de la empresa) con pérdidas imputadas a un ejercicio futuro con la tasa de bonos públicos. Sin embargo, debido a la presión del sector —en parte basada en el argumento de que el valor tributario de las pérdidas era muy incierto— el gobierno volvió a adoptar la sobreamortización en ajustada en función del riesgo. Australia también ofrece una sobreamortización del IRP que es mayor para los gastos petroleros que para los costos de desarrollo, lo que significa que la tasa de sobreamortización en efecto se reduce con el tiempo.
- Cabe destacar que las sobreamortizaciones ajustadas en función del riesgo a veces han sido elevadas a niveles tan altos (en Ghana y Papúa Nueva Guinea) que socavan la credibilidad del régimen fiscal (ya que se eliminaban todos los pagos). Pero los sistemas con sobreamortizaciones ajustadas en función del riesgo han recaudado cantidades significativas de ingresos por lo menos en Angola, Australia, Timor-Leste, y Zimbabwe.

---

<sup>40</sup> También cabría sostener que la tasa debería reducirse con el tiempo a medida que el compromiso del gobierno para proporcionar los beneficios tributarios se torna más creíble.

**A partir de estas consideraciones y experiencias, el FMI por lo general recomienda a los países en desarrollo que utilicen tasas de sobreamortización bajas y que consideren aplicar plazos de duración.**

## **Apéndice V. Modelización del impacto de los regímenes fiscales en la prospección y explotación de recursos**

**El modelo central elaborado por Smith (2012) caracteriza la decisión sobre la estrategia de inversión óptima en dos etapas.**

**En primer lugar, la empresa selecciona su inversión en prospección**, modelizada como una decisión del máximo número de resultados negativos que aceptará antes de abandonar la prospección. Se dan como supuestos las probabilidades geológicas y técnicas de descubrimiento y el régimen fiscal que un país aplicará si la perforación exitosa. La decisión de prospección óptima eleva al máximo el VPN esperado del proyecto, después de tener en cuenta todos los impuestos.

**En segundo lugar, una vez descubierto un yacimiento, la empresa decide la recuperación primaria y secundaria del pozo, una vez más, en función del régimen fiscal y el momento de abandono del yacimiento.** La decisión primaria de instalar capacidad productiva es una variable optativa que fija la tasa inicial de extracción; la inversión secundaria es una decisión puntual de plazos, que determina en qué medida se pueden incrementar las reservas de un yacimiento. Las decisiones de inversión óptimas de la empresa se obtienen conjuntamente maximizando el VPN después de todos los impuestos. La empresa decide abandonar el yacimiento una vez que el ingreso marginal neto de la extracción continua se torno negativo.

**El modelo se calibra para un yacimiento petrolero típico, usando parámetros basados en inversiones reales.** Posteriormente, se lo emplea para analizar el impacto en la inversión de tres regímenes fiscales estilizados: 1) un régimen exclusivo de regalías; 2) un contrato de reparto de la producción, ya sea fijo o progresivo; y 3) un impuesto sobre la renta de los recursos, ya sea fijo o progresivo.

**Las decisiones de inversión de las empresas de petróleo y gas son más complejas de lo que refleja el modelo básico.** Por lo tanto se estudian extensiones, por ejemplo, observando el impacto de la incertidumbre de los precios en la decisión de diferir la inversión o el efecto de los perímetros fiscales en las decisiones de prospección. Sin embargo, el marco básico ofrece una caracterización cualitativa y una indicación cuantitativa de la magnitud de las distorsiones inducidas por varios regímenes tributarios.

## Apéndice VI. Evaluación mediante el modelo FARI de diferentes mecanismos de IRRN<sup>41</sup>

**Este apéndice se basa en el modelo FARI del personal técnico de FAD para analizar regímenes fiscales alternativos teniendo en cuenta diversos criterios, ilustrando así sus capacidades.** En el siguiente cuadro se establecen los criterios de evaluación, que amplían los criterios que constan en el cuadro 1 del texto principal, y se enumeran los indicadores comparativos que el personal suele usar.<sup>42</sup>

**Cuadro 1 de los apéndices. Objetivos e indicadores medibles**

Objetivo del gobierno	Indicadores
Maximizar los ingresos del gobierno: máxima proporción de la base más amplia	<b>Tasa media efectiva del impuesto</b> (proporción del VPN antes de impuestos) <b>Ingreso esperado del gobierno</b> en caso de incertidumbre de precios
Progresividad en función de los precios	<b>Proporción de los beneficios totales</b> (=VPN del gobierno como proporción del VPN de los flujos de caja positivos del proyecto, excluida la inversión inicial): sensibilidad de los precios <sup>43</sup>
Progresividad en función de los costos	<b>Proporción de los beneficios totales:</b> sensibilidad de los costos
Evitar distorsión de las decisiones de inversión y operativas (neutralidad)	<b>Tasa marginal efectiva del impuesto (METR)</b> (proporción del gobierno del rendimiento antes de impuestos de un proyecto que es apenas viable para el inversionista después de impuestos) <b>Precio de equilibrio de las materias primas</b> (necesario para un rendimiento mínimo) <b>Probabilidad de un VPN negativo</b> en caso de incertidumbre precios <b>Análisis de inflación artificial de costos</b> (véase más adelante)
Incentivo adecuado para invertir	<b>Tasa interna de rentabilidad después de impuestos</b> para el inversionista (TIR) <b>Años hasta el logro de la recuperación descontada</b> <b>Coficiente de variación</b> de la TIR y el VPN del inversionista <b>Probabilidad de VPN negativo</b> con incertidumbre de precios <b>Valor monetario esperado (VME)</b> (VPN ponderado en función del riesgo de prospección)
Gestionar el riesgo del gobierno	<b>Calendario de ingresos</b> <b>Proporción de los ingresos totales recibidos en los cinco primeros años de producción</b> <b>Coficiente de variación</b> del VPN de los ingresos públicos
Minimizar la carga administrativa y los riesgos	<b>Complejidad;</b> vulnerabilidad a la manipulación.

<sup>41</sup> El análisis completo del que se extrae esta información consta en un documento de trabajo de próxima publicación.

<sup>42</sup> En este apéndice no se usan todos los indicadores.

<sup>43</sup> El concepto es aproximadamente el mismo que el de la cuasirenta o las inversiones irrecuperables.

## A. Método

**El método para aislar el efecto de cada mecanismo de IRRN es el siguiente**

*Definir un conjunto de ejemplos de proyectos de extracción de petróleo y oro* que tengan perfiles estilizados de producción y costos coherentes con los proyectos actuales.

*Definir un conjunto de regímenes fiscales*, cada uno con las siguientes características: 1) un IRE idéntico con parámetros comunes; 2) un mecanismo adicional único de IRRN (en ciertos casos, diferente en el caso del petróleo que en el de la minería).

*Calibrar cada mecanismo adicional de IRRN* de manera que la TMEI (VPN(10))<sup>44</sup> para todos los regímenes se sitúe en un nivel idéntico de alrededor de 70% en el caso de los regímenes de hidrocarburos y 60% en el caso de los regímenes de minas, con tasas de rendimiento de los proyectos antes de impuestos de aproximadamente 40% para los hidrocarburos y 30% para los productos mineros. Estos rendimientos antes de impuestos representan proyectos relativamente rentables, y las TMEI calibradas están dentro del rango observado en regímenes reales de hidrocarburos y minas.

*Evaluar la aplicación de cada mecanismo de IRRN* en diferentes proyectos, incluida la sensibilidad a variaciones de la rentabilidad del proyecto en función de las variaciones de precios y costos de las materias primas.

## B. Hidrocarburos

**El análisis sobre hidrocarburos examina un caso “exitoso” para luego incorporar el riesgo de prospección y por último el riesgo “inflación artificial de costos”.**<sup>45</sup> En el cuadro 2 de los apéndices se presentan los mecanismos seleccionados para el análisis y en el cuadro 3 se incluyen ejemplos obtenidos de proyectos de aguas profundas en África occidental. El gráfico 3 de los apéndices muestra el análisis inicial en el que se evalúan las condiciones económicas del “caso exitoso”, sin tener en cuenta directamente el riesgo de prospección. El efecto de tener en cuenta el riesgo del precio del petróleo y el riesgo prospección se analiza y se presenta en los gráficos 4 y en el gráfico 5 de estos apéndices,. A continuación se elabora una serie de consideraciones de diseño—incluida la manera de minimizar el riesgo de “inflación artificial de costos”—de los mecanismos fiscales, adoptando como parámetro una cierta tasa de rendimiento.

---

<sup>44</sup> Esto significa la TMEI medida con el numerador (ingresos públicos) y el denominador (flujos de caja del proyecto antes de impuestos) descontados el 10%.

<sup>45</sup> ‘Inflación artificial de costos’ (*gold plating*) es una situación en que el régimen fiscal crea un incentivo para gastar más de lo necesario, o para adelantar la inversión. Este fenómeno se describe más detalladamente adelante en este apéndice.

## Cuadro 2 del apéndice 2. Regímenes fiscales de hidrocarburos

Parámetro	Descripción del régimen	Participación marginal mínima 1/	Participación marginal máxima	Nota
30%	Solo impuesto sobre la renta de las empresas	0%	30%	2/
§1.925 millones	Bonificación por firma	n/c	30%	
	<u>Participación del Estado</u>			
70%	Plena participación pública (impuesto Brown)	70%	70%	3/
50%	Participación pasiva	0%	50%	4/
	<u>Regalías</u>			
35%	Regalía fija	35%	58%	5/
Fijas 20% Progresivas 25%	Regalía fija + regalía progresiva de precios	20%	62%	6/
	<u>Impuestos sobre las rentas de los recursos naturales</u>			
39%	Impuesto especial del petróleo de tipo noruego	0%	69%	7/
55%	Impuesto sobre la renta petrolera de tipo australiano	0%	69%	8/
35%	Sobrecargo de flujos de caja sin sobreamortización	0%	70%	9/
	<u>Reparto de la producción</u>			
	CPC: Reparto de la TPD	13%	87%	
	CPC: TR, 5 niveles	7%	74%	
	CPC: Factor R	11%	69%	
	CPC: TR, 1 solo nivel (antes de impuesto)	0%	69%	

### Parámetros de los regímenes de CRP

CRP: Reparto de la TPD			CRP: TR, 5 niveles			CRP: Factor R		CRP: TR, 1 nivel (antes de imp.)	
Regalías	0%		Regalías	0%		Regalías	0%	Royalty	0%
CR	70%		Límite recup. de costos (RC)	70%		Límite RC	70%	Límite RC	100%
MBpd	Prop.		TR	Prop.		Factor R	Prop.	TR	Share
< 25	42%		< 15,0%	23%		< 1,20	35%	< 15,0%	0%
< 50	52%		< 20,0%	33%		< 1,70	40%	> 15,0%	55%
< 75	62%		< 25,0%	43%		< 2,20	50%		
< 100	72%		< 30,0%	53%		< 2,70	55%		
> 100	82%		> 30,0%	63%		> 2,70	55%		

1/ Participación marginal del ingreso suponiendo pleno uso de límites de recuperación de cotos/deducciones impositivas disponibles.

2/ Impuesto sobre la renta estandarizado supuesto para todos los regímenes (excepto el impuesto Brown); tasa de impuesto de 30%; depreciación lineal de 5 años; imputación ilimitada de pérdidas a ejercicios futuros; se supone impuesto retenido en la fuente de dividendos igual a cero.

3/ El gobierno participa en todos los flujos de caja negativos y positivos junto con el sector privado desde la firma del permiso.

4/ Participación del gobierno de las contribuciones de efectivo pasivas con 15% de interés.

5/ Regalías deducibles a fines del IRE.

6/ Regalía de precios activada cuando el precio del petróleo supera US\$60; alcanza la tasa máxima en US\$160.

7/ Sobre la misma base que el impuesto sobre la renta con deducción de sobreamortización de 30% en gasto de capital de más de cuatro años; pago inmediato del valor tributario de los costos de prospección y pago de pérdidas no recuperadas más interés acumulado al final del proyecto.

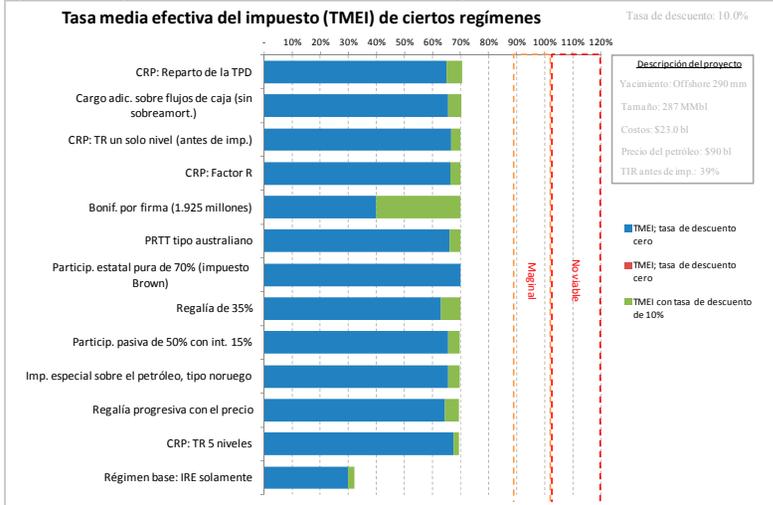
8/ IRP sobre flujos de efectivo netos después de deducción de sobreamortización por prospección (tasa de bono + 15%) y otros gastos (tasa de bono + 5%). IRP deducible para fines de IRE.

9/ Impuesto adicional sobre la misma base que el impuesto sobre la renta, con reintegración de cargos por intereses. Baja contable inmediata del gasto de capital. No se añade sobreamortización al saldo imputado ejercicios futuros.

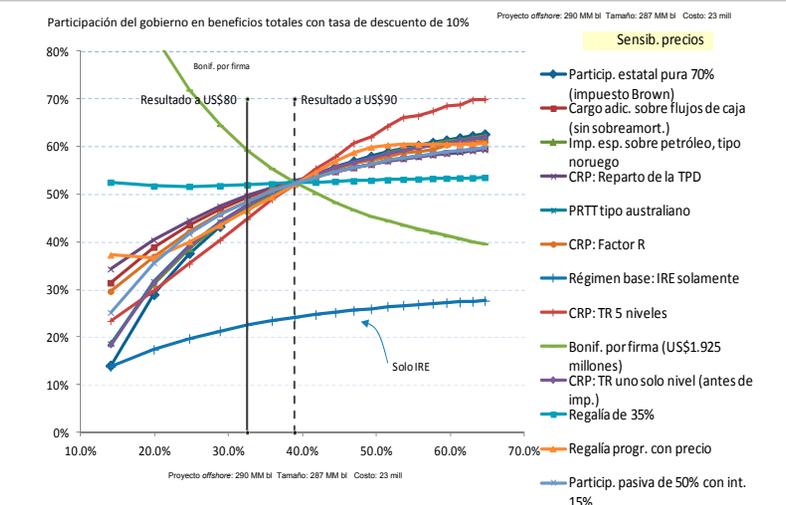
### Gráfico 3 de los apéndices. Evaluación de los mecanismos fiscal para hidrocarburos: Condiciones económicas de caso determinístico/exitoso

Todos los regímenes tienen la misma TMEI para el proyecto base, con el precio del petróleo del caso base de US\$90 por barril

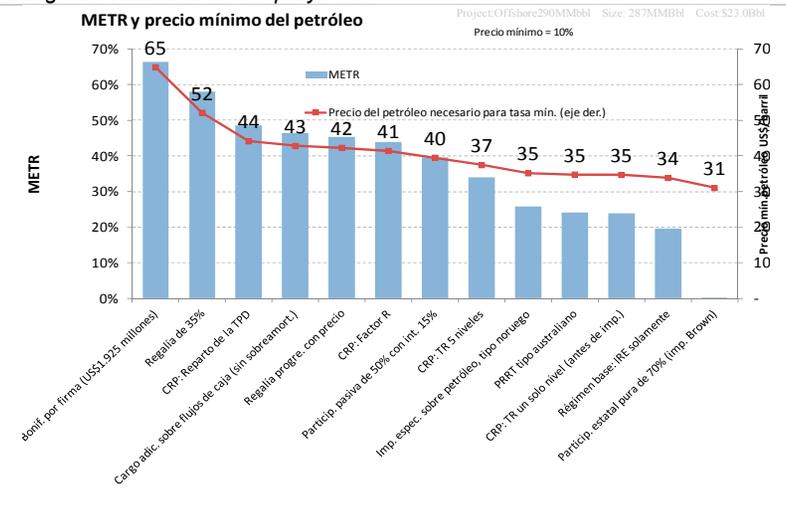
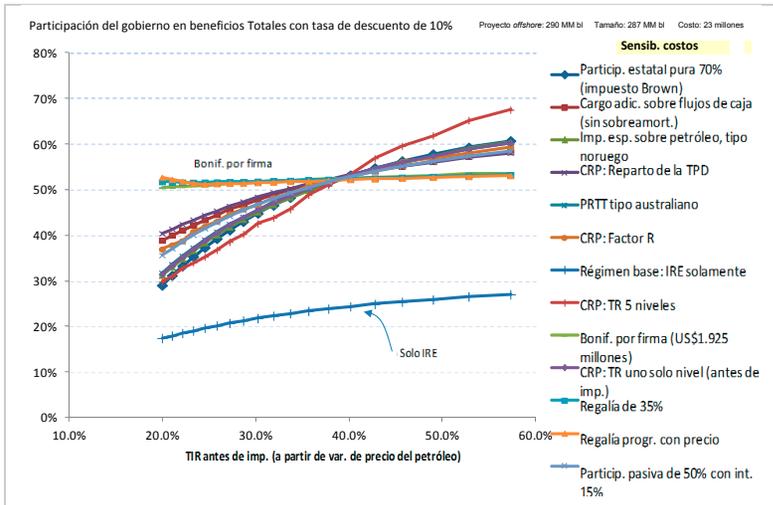
Pero han respondido de manera muy diferente a las variaciones de precios



Y de costos, y los regímenes de regalías apenas si han respondido



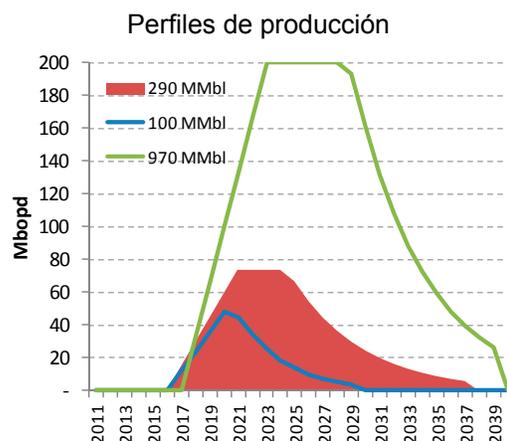
Y los regímenes de regalías distorsionan más las decisiones y limitan el rango de viabilidad de los proyectos



### Cuadro 3 de los apéndices. Ejemplos de proyectos

Detalles de proyectos				
Nombre del proyecto		100 MMbl	290 MMbl	880 MMbl
Producción	MMBl	104	287	883
Vida productiva	años	13	21	22
<b>Costos vida del proyecto</b> \$mm				
Prospección		295	330	295
Costos de desarrollo		1.992	2.500	3.989
Capital de mantenimiento		279	1.125	2.035
Costos de operación		884	2.387	5.726
Costos de desmantelamiento		199	250	399
Total		3.649	6.592	12.444
<b>Por barril</b> \$Bl				
Prospección		2,8	1,1	0,3
Costos de desarrollo		19,2	8,7	4,5
Capital de mantenimiento		2,7	3,9	2,3
Costos de operación		8,5	8,3	6,5
Costos de desmantelamiento		1,9	0,9	0,5
Total		35,2	23,0	14,1

Fuente: Supuestos del personal técnico.



### Incertidumbre del precio del petróleo: Percepciones de los inversionistas sobre el riesgo

Los resultados anteriores corresponden al precio del petróleo determinístico y a pronósticos de costos de proyectos. En el cuadro 4 y el gráfico 4 de los apéndices se muestran los resultados cuando se tiene en cuenta la incertidumbre del precio del petróleo. La TIR esperada antes de impuestos del proyecto ahora es 31%; el proceso AR(1) arroja un precio esperado del petróleo inferior al de US\$90 utilizado para calibrar los diferentes mecanismos.

### Con precios del petróleo más bajos y volátiles...

**Las regalías y otros mecanismos basados principalmente en ingresos arrojan una TMEI prevista más alta y mayores riesgos para el inversionista.** El cuadro 4 del apéndice muestra una TIR del inversionista y un VPN más bajos (columnas 1 y 2); una TMEI más alta (columna 3); períodos de recuperación del inversión más largos (columna 4); mayor variabilidad de los rendimientos (columna 5) y mayores riesgos de pérdida absoluta<sup>46</sup> (columna 6). El último indicador puede ser especialmente significativo para los inversionistas con aversión al riesgo, y el VPN medio de los inversionistas puede ser el de más interés para los inversionistas neutros en cuanto al riesgo. La TMEI esperada (columna 3) y la probabilidad de pérdida absoluta también se muestran en el gráfico 4 de los apéndices.

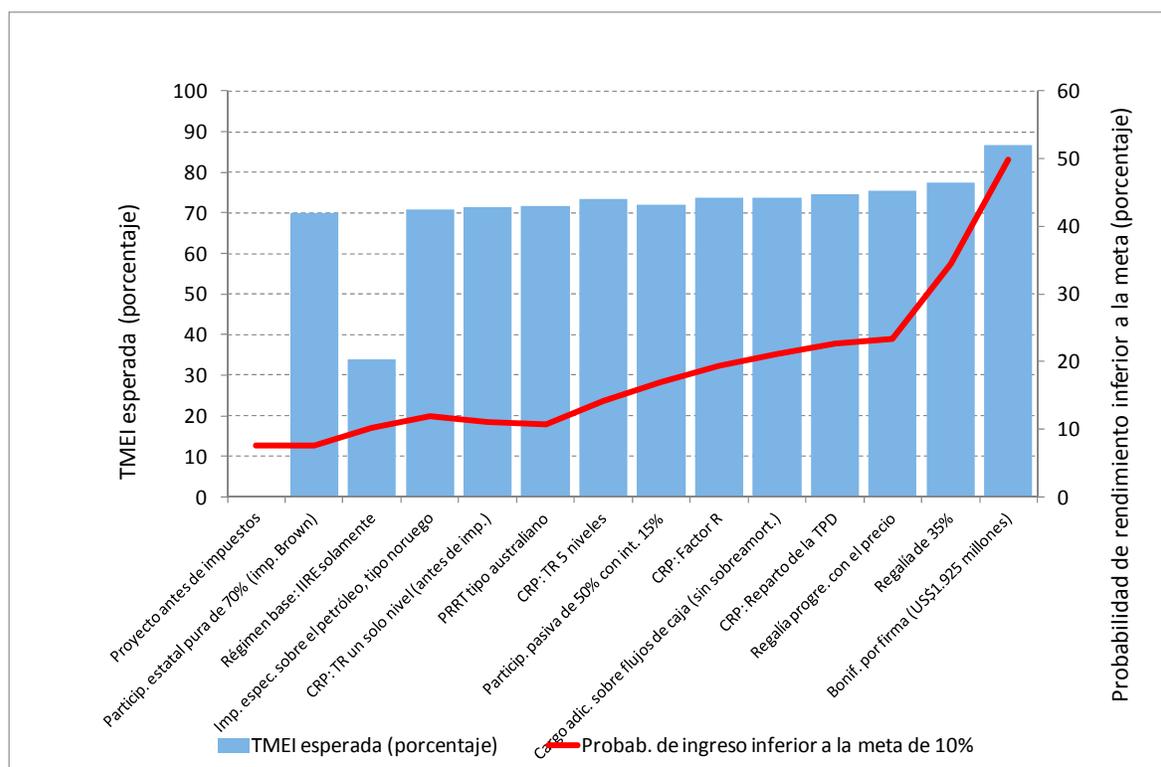
**Las bonificaciones por firma producen la TMEI más alta y el mayor riesgo de pérdida para el inversionista,** ya que la bonificación se paga independientemente de la rentabilidad real.

<sup>46</sup> Esta es la proporción de las ejecuciones del modelo estocástico en que el rendimiento del inversionista después de impuestos es menor que la tasa mínima supuesta de 10%.

## Cuadro 4 del apéndice 4. Resultados con incertidumbre del precio del petróleo Mejorar formato

Resultados con precio estocástico del petróleo, clasificación según TIR del inversionista								
Offshore 290 MM bl	TR media dell inv. desp. imp.	VPN 10 medio del inv	TMEI esperada (porcentaje)	Recuperación descont (años)	Coefficiente de var. deTR	VPN neg. inducido con impend. inferior	Probabilidad de rendim. inferior a meta 10%	VPN 10 del gobierno
	%				%	\$mm	%	%
Proyecto antes de impuestos	30,7	3.630		11,7	84	n/c	8	n/c
Después de impuestos:								
Particip. estatal pura de 70% (imp. Brown)	30,7	1.089	70	11,7	46	16	8	2.541
Régimen base: Solo IRE	26,0	2.403	34	12,1	48	-11	10	1.227
Imp. especial sobre petróleo de tipo noruego	20,8	1.055	71	12,5	42	0	12	2.575
CRP: TR un solo nivel (antes de impuestos)	19,9	1.033	72	12,3	44	-11	11	2.597
IRP de tipo australiano	19,8	1.032	72	12,4	44	-11	11	2.598
CRP: ROR 5Tier	19,7	968	73	12,4	44	-29	14	2.662
Particip. pasiva 50% con interés de 15%	19,1	1.012	72	11,1	48	-21	17	2.618
CRP: Factor R	18,7	957	74	12,4	51	-47	19	2.673
Cargo adic. sobre flujos caja (sin sobreamort.)	18,4	952	74	12,7	53	-47	21	2.678
CRP: Reparto de TPD	17,8	918	75	12,9	55	-65	23	2.712
Regalías progresivas con el precio	17,1	890	75	12,9	55	-91	23	2.740
Regalías de 35%	15,7	821	77	13,1	71	-174	34	2.809
Bonificación por firma de \$1.925 millones	10,1	478	87	14,4	64	-586	50	3.152

## Gráfico 4 del apéndice. Resultados con incertidumbre del precio del petróleo<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Muestra las columnas 3 y 7 del cuadro 4 de los apéndices 4.

## El riesgo de prospección

**El análisis hasta ahora se han centrado en las condiciones económicas de “casos exitosos” de proyectos aislados, sin tener en cuenta el riesgo de prospección.** En esta sección se amplía el análisis para evaluar los diferentes mecanismos que podrían incidir en las decisiones de prospección.

**El indicador clave que se emplea para evaluar la decisión de prospección es el ‘valor monetario esperado’ (VME):** El VPN previsto para el inversionista teniendo en cuenta la probabilidad de que la prospección no culmine en un descubrimiento comercial (recuadro 1 de los apéndices).

**En el gráfico 5 de los apéndices se presenta el análisis de VME para un yacimiento de 290 millones de barriles.** Este es el mismo ejemplo de yacimiento que se usa con los resultados que tienen en cuenta la incertidumbre del precio del petróleo. Esto supone implícitamente que los resultados de este yacimiento único utilizado como ejemplo son coherentes con el resultado previsto de un descubrimiento comercial. En la práctica, este último probablemente sea un VPN ponderado en función del riesgo de toda la gama de posibles resultados evaluados por geólogos, pero una vez que esto se haya establecido el método analítico es similar. Las conclusiones básicas son las siguientes:

***Todos los regímenes parecen viables cuando se evalúan sin tener en cuenta el riesgo de prospección.*** La barra azul (más oscura) en el gráfico 5 de los apéndices denota la TMEI esperada para el caso exitoso (columna 3 en el cuadro 4 del apéndice); antes de tener en cuenta el riesgo de prospección: todos los regímenes parecen viables, en el sentido de que la TMEI es inferior al 100%.

***La mayoría de los regímenes se acercan a la no viabilidad cuando se tienen en cuenta el riesgo de prospección.*** La barra verde (clara) denota la participación del gobierno en VPN esperado si probabilidad de éxito fuera de 15%. Una participación del gobierno superior al 100% significa un VME negativo para el inversionista. Los regímenes de regalías fijas y bonificación por firma no son viables: en el régimen de regalías fijas, el VME de la inversión en prospección es negativo y por lo tanto no se realizaría. En el régimen de bonificación por firma, ningún inversionista racional pagaría una bonificación de US\$1.925 millones por lo derecho de prospección. De hecho, con una probabilidad de éxito de 15% el inversionista puede pagar una bonificación máxima de US\$230 millones para que el VME sea positivo.

***Los regímenes en los que el gobierno reintegra o garantiza una proporción de los costos de prospección siguen siendo viables.*** Un régimen de tipo noruego de pago de costos de prospección se aproxima a la neutralidad.

### Recuadro 1 de los apéndices. Valor monetario esperado para decisiones de prospección

El VME es el VPN ponderado en función de la probabilidad para la decisión de realizar una prospección en una jurisdicción en particular, o a la decisión de perforar un pozo específico:

$$\text{VME} = p \times \text{VPN del proyecto} \times (1 - \text{Tasa de impuesto}) - (1-p) \times \text{CPN de prospección} \times (1 - \text{Reintegro de impuesto})$$

Siendo

$p$   $\equiv$  probabilidad de un descubrimiento comercialmente viable (cuyo promedio es 10%–20% a escala mundial)

*VPN del proyecto*  $\equiv$  VPN esperado antes de impuestos en caso de descubrimiento comercial. Esto es determinado geológicamente; la distribución de los proyectos potenciales y la estructura específica de costos locales de esos proyectos

*Tasa de impuesto*  $\equiv$  Participación del gobierno en el VPN del proyecto

*CPN de prospección*  $\equiv$  Costo presente neto de las actividades de prospección necesarias antes de determinar un fracaso de exploración. (Por ejemplo, sondeo sísmico y un solo pozo de prospección sin resultados)

*Reintegro de impuesto*  $\equiv$  reintegro de pérdidas o deducción impositiva que recibe el inversionista en relación con el costo prospección.

Una empresa procurará realizar inversiones de prospección en la jurisdicción con el VME más alto, y sólo cuando éste sea positivo. La distribución de los proyectos potenciales varía según la jurisdicción —circunstancia que depende de factores geológicos— y por lo tanto lo mismo sucede con el VPN esperado antes de impuestos. El régimen fiscal tiene incidencia en dos aspectos: la participación que tenga el Estado en el proyecto exitoso y el reintegro por parte del gobierno (si es que lo hay) de los costos de prospección no redituables. Cuando la probabilidad de descubrimiento es baja, el segundo aspecto tiene una mayor ponderación.

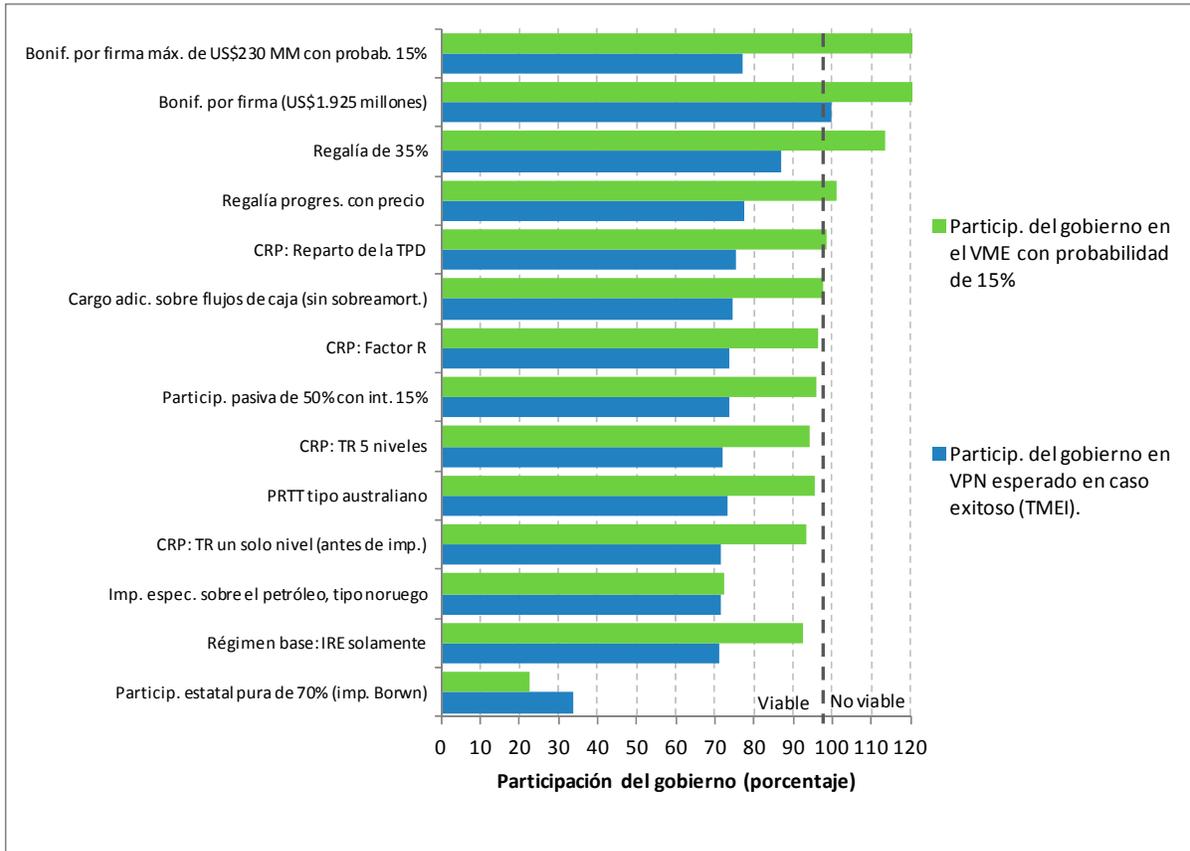
El gobierno puede reintegrar la prospección no rentable ya sea directamente (como en Noruega) o indirectamente si el contribuyente puede deducir el costo de alguna otra operación imponible. El personal de FAD por lo general recomienda a los países en desarrollo que establezcan un perímetro fiscal individual para cada proyecto con el fin de el diferimiento de impuestos de proyectos rentables, sin dejar de reconocer que éste tiene un cierto efecto disuasivo en la prospección.

El impuesto es el único factor que el gobierno puede contralor con facilidad (ejemplo 1); el resto depende de la geología (ejemplos 2 y 3): si el resto de condiciones no varía, los países con mayores posibilidades de prospección pueden establecer condiciones fiscales más estrictas.

Probabilidad de éxito	Costo de prospección, caso de fracaso	Pago del gobierno en caso de fracaso	VPN 10, después de impuesto, caso de fracaso	VPN 10, después de impuesto, caso exitoso	Particip. del gobierno en VPN esperado de caso exitoso	VPN después de impuestos	VPN10 VME
A	B	C	D=B-C	E	F	G=(1-F)*E	H=A*G-(1-A)*D
<b>Ejemplo 1. Mayor reintegro de prospección fracasada permite mayor participación en proyecto exitoso</b>							
20%	50	0	50	1.000	55%	450	50
20%	50	25	25	1.000	65%	350	50
<b>Ejemplo 2. Mayor VPN esperado antes de impuestos del proyecto exitoso permite mayor participación</b>							
20%	50	0	50	1.000	55%	450	50
20%	50	0	50	1.500	70%	450	50
<b>Ejemplo 3. Mayor probabilidad de éxito permite mayor participación</b>							
20%	50	0	50	1.000	55%	450	50
30%	50	0	50	1.000	70%	300	55

Fuente: Cálculos del personal técnico del FMI.

**Gráfico 5 de los apéndices. Análisis de VME par proyecto de 290 millones de barriles de petróleo**



**Esto demuestra lo siguiente:**

***La geología es crucial.*** Por lejos el factor más importante que determina el atractivo relativo de la prospección es el tipo la cantidad de recursos en el suelo y los costos probables de extracción (el VPN esperado del caso exitoso).

***A la larga, la participación del gobierno tienen que tener en cuenta el costo de prospección.*** Si las tasas de éxito esperado son moderadas, una participación demasiado alta del gobierno en un proyecto exitoso se traduciría en un VME negativo y disuadiría la prospección.

***La prospección facilitada por el gobierno podría tener un rendimiento elevado.*** Al reducir el riesgo de prospección proporcionado mejor información geológica el gobierno podría

recaudar más impuestos. El gobierno podría financiar directamente la prospección básica o facilitarla para terceros mediante sondeos sísmicos especulativos<sup>47</sup>.

***El pago garantizado de las pérdidas por parte del gobierno también permite una participación en caso de éxito.*** Un régimen en que el gobierno garantiza que cubrirá su proporción de las obligaciones tributarias relacionadas con un proyecto no rentable le facilita exigir una mayor participación en un proyecto rentable. Los países deben hacer esto de manera creíble y para ello deben configurar sus regímenes consecuentemente, reconociendo que los inversionistas están asumiendo un mayor riesgo de fracaso y que por lo tanto, si las demás condiciones no varían, tienen que exigir una participación más reducida de los proyectos exitosos.

### **Riesgo de inflación artificial de costos (*gold plating*)**

**La inflación artificial de costos es una situación en la que consideraciones fiscales crean un incentivo para asumir costos reales que, si no hubiera tributación, no serían rentables;** una distorsión relacionada es el caso en que se crea un incentivo para adelantar una inversión dentro del calendario óptimo antes de impuestos<sup>48</sup>. En términos generales, equivale a una situación en que tasa marginal efectiva del impuesto relacionada con un gasto determinado es negativa.

**La inflación artificial de costos puede surgir con un IRE estándar cuando se prevé una reducción de la tasa de impuesto ...** dado que esto significa, por ejemplo, que las deducciones relacionadas con la inversión se realizan con una tasa de impuesto mayor que la que se aplicará posteriormente a los beneficios adicionales generados.

**...pero ha concitado especial atención en el contexto de los impuestos sobre las rentas de los recursos naturales que se basan en una cierta tasa de rendimiento nominal,** ya sea como una tasa límite para la tributación (y/o imputaciones de deducciones no utilizadas a ejercicios futuros) y/o para proporcionar una asignación para el costo del capital propio.

**Un incentivo de inflación artificial de costos puede surgir en regímenes de TR cuando el umbral de la TR es sustancialmente más alto que la tasa de descuento del inversionista y la tasa de impuesto es muy alta.** Con un umbral alto de rendimiento, el inversionista

---

<sup>47</sup> Algunas empresas realizan estos sondeos y asumen su costo, en colaboración con el gobierno anfitrión, y posteriormente venden la información a empresas de prospección petrolera. Estos datos también pueden ser usados por el gobierno para análisis preliminares de prospección y estimaciones de reservas, que son factores cruciales para determinar las condiciones fiscales.

<sup>48</sup> En sentido estricto, esta situación se produce cuando el VPN del inversionista después de impuestos aumenta al disminuir el VPN antes de impuestos gastando intencionalmente más de lo necesario o invirtiendo antes del momento óptimo antes de impuestos.

recibe una recompensa alta (en forma de una participación reducida del gobierno en el futuro) por el gasto adicional. Con una tasa de impuesto alta, el incentivo es mayor para diferir o reducir la participación del gobierno mediante un mayor gasto.

**Los sistemas de TR con múltiples niveles son mucho más propicios para crear un incentivo de inflación artificial de costos.** Esto no se debe a la progresividad de estos sistemas en lo que se refiera a la TR realizada: siempre y cuando el impuesto dependa solo de la TR antes de impuestos, no existe distorsión. Se debe más bien, en la práctica, a que los niveles superiores suelen tener tasas de acumulación mucho más altas que las tasas de descuento de los inversionistas. Los modelos del personal técnico indican que los sistemas de un solo nivel pueden ofrecer suficiente flexibilidad y progresividad.

**Que exista o no un incentivo de inflación artificial de costos también depende de las características del proyecto en cuestión.** Los proyectos con perfiles de producción más largos y uniformes son más vulnerables a los incentivos de inflación artificial de costos porque tienden a generar beneficios, y a acumular sobreamortización, por más tiempo que un yacimiento de petróleo convencional que alcanza el máximo de producción tempranamente; por lo tanto, un aumento del gasto a corto plazo puede tener como consecuencia una mayor reducción de la participación del gobierno en el futuro después de que se añada la sobreamortización compuesta.

**Aun si matemáticamente un régimen y un proyecto crean un incentivo de inflación artificial de costos, solo tenderá a ser aprovechado en el caso de proyectos relativamente rentables.** Cuando los proyectos son marginalmente rentables, el inversionista se enfrenta a la disyuntiva de un mayor gasto seguro en la actualidad o una reducción incierta de los ingresos del gobierno en el futuro.

**La limitación de los riesgos de inflación artificial de costos —así como lo contrario— exige que se elija con mucho cuidado la TR de referencia,** como se explica en el apéndice IV.

### C. Minas

**Se realizó una evaluación similar de una serie de mecanismos fiscales comúnmente utilizados en los regímenes de minería alcanzándose conclusiones en general similares.** Los regímenes se presentan en el cuadro 5 de los apéndices y el proyecto aurífero utilizado como ejemplo primario se presenta en el cuadro 6 de dichos apéndices. Las conclusiones más importantes fueron las siguientes:

*Los regímenes de regalías respondieron de forma deficiente a variaciones de las ganancias debidas a diferencias de costos* (gráfico 6 de los apéndices, inferior izquierdo).

*Las regalías progresivas dan lugar a variaciones escalonadas de la participación a medida que varían los precios, lo que sugiere que es un instrumento algo tosco* (gráfico 6 de los

apéndices, superior derecho). Si bien se podría recurrir a parámetros más refinados para suavizar este respuesta (pero con una mayor complejidad), todos los parámetros que se elijan reflejarán un supuesto implícito sobre la rentabilidad relativa de los proyectos con cada precio. En la práctica, cada proyecto es diferente, y por lo tanto cualquier regalía tendrá un efecto diferente en cada caso. Las regalías que para tratar de solucionar este problema se fijan con referencia a un coeficiente de utilidad operativa son equivalentes a un impuesto variable sobre la renta.

***El proyecto de minería genera una menor renta antes de impuestos que el proyecto de hidrocarburos.*** Por lo tanto, los mecanismos de impuestos sobre las rentas tienen un menor margen de operación y el rango de resultados es más reducido. Los regímenes se calibraron con una participación más pequeña, de acuerdo con la TMEI más baja observada en el sector minero (gráfico 6 de los apéndices, inferior derecho).

### Cuadro 5 de los apéndices. Evaluación de regímenes fiscales de minería

<b>Plena participación del gobierno (impuesto Brown)/1</b>		<b>Regalía fija</b>	
Particip. en capital, desde firma del permiso	60%	Tasa de regalía	6%
<b>Imp. sobre renta de recursos (en base al flujo de caja) /2</b>		<b>Regalía progresiva /5</b>	
Impuesto sobre la renta de los recursos	16.0%	Regalía adicional de 6 niveles mín./máx.	2.0% / 10.0%
Umbral de rendimiento	12.5%	Regalía mín./máx. de banda de precios	\$1050 / \$1450
Base	Antes de imp.	Aumento de las bandas de precios	sí
<b>Impuesto sobre ganancias extraordinarias /3</b>		<b>Particip. gratuita (particip. de dividendos)</b>	9.0%
Tasa	16.0%	Impuesto sobre la renta de recursos (ACC) /6	
Precio umbral del oro	1,000	Tasa	12%
Aumento del umbral	no	Intereses (reintegro)	no
<b>Impuesto variable sobre la renta /4</b>		Sobreamort. base de capital no depreciado	12.5%
Impuesto mínimo sobre la renta	25%	Pago de pérdidas al final del proyecto	sí
Impuesto máximo sobre la renta	49%	<b>Impuesto adicional después de sobreamort.</b>	
<b>Imp. sobre renta de empresas (supuesto para todo régimen)</b>		Tasa	10.0%
Impuesto sobre la renta de las empresas	30%	Sobreamort. única de capital de desarrollo	40.0%
Depreciación de costos de desarrollo (años)	5	Intereses (reintegro)	no
Depreciación de capital de reemplazo	4	<b>Propuesta Henry (ACC) /7</b>	
Impuesto retenido de dividendos	10%	Tasa del imp. sobre ganancias extraordinarias	14.0%
Deuda/capital asumido	0%	Tasa de sobreamortización	5.6%
		Pago de pérdidas al final del proyecto	sí
		<b>IRRM (tipo australiano) /8</b>	16.0%
		Tasa de sobreamortización	12.6%
		Pago de pérdidas al final del proyecto	no

Fuente: Supuestos del personal técnico del FMI.

1/ Capital propio de trabajo; participa en todos los flujos de caja negativos y pasivos desde el inicio del proyecto.

2/ Impuesto sobre la renta de los recursos (IRR) activado cuando el rendimiento del flujos de caja llegan al umbral. Antes de impuestos significa que los flujos de caja excluyen IRE, y el IRR de deducible para fines del IRE.

3/ Impuestos sobre ganancias extraordinarias: participación del gobierno del precio del oro por encima de un umbral especificado. Similar el método de Mongolia y Zambia (aunque ambos ya han sido rescindidos).

4/ Tasa del IRE variable determinado por la relación ingreso imponible/ingresos. Tasa impositiva % =  $60 - 1150 / (\text{relación} * 100) = \text{máx. } 48,5\%$ .

5/ El precio del oro determina la regalía sobre la producción total; no acumulativa.

6/ Desgravación de capital de la empresa; sobreamortización de activos y pérdidas no depreciadas.

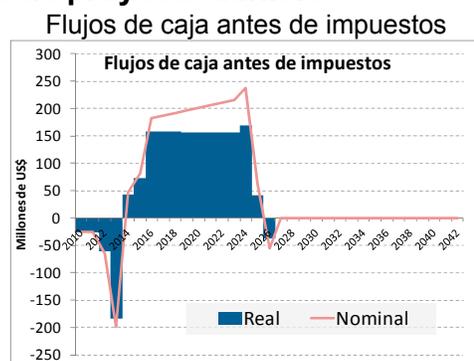
7/ Estructura similar a Propuesta Henry de ACC en Australia con parámetros modificados regalías iguales cero.

8/ Estructura similar a impuestos sobre la renta de recursos mineros con parámetros modificados regalías iguales cero.

## Cuadro 6 de los apéndices. Ejemplo de proyecto aurífero

Estadísticas del proyecto <sup>1</sup>		
Producción total	2 MM oz en 12 años	
Costos del proyecto	\$MM	\$Oz
Prospección	50	25
Gastos de capital	348	174
Gasto de operación	789	395
TC/RC	115	58
Desmantelamiento	37	18
	1.339	670
TR antes de impuestos a ConstReal	30%	
US\$1.300 Oz		

<sup>1</sup> Se supone que el proyecto exporta oro concentrado que debe ser fundido fuera del país anfitrión.



Los resultados del gráfico 6 del apéndice 6 son los siguientes:

***Con precios determinísticos, la regalía progresiva no parece incrementar sustancialmente el riesgo*** (gráfico 6 de los apéndices, inferior derecho). Esto se examina más a fondo en la siguiente sección.

### Incertidumbre del precio del oro

**Cuando se usa un pronóstico de precios estocásticos del oro<sup>49</sup> surgen otras características.** Con precios volátiles y en promedio por debajo del precio de US\$1.300 por onza supuesto para la calibración del régimen, la tasa interna de rentabilidad antes de impuestos del proyecto se reduce a 18%, que es un nivel relativamente marginal.

El cuadro 7 de los apéndices muestra lo siguiente:

***Las regalías fijas incrementan sustancialmente el riesgo del inversionista.*** La TMEI esperada ahora se sitúan en alrededor de 94% (columna 3), y el régimen de regalías es 20 puntos porcentuales más propenso a arrojar un rendimiento inferior a la tasa mínima (columna 5).

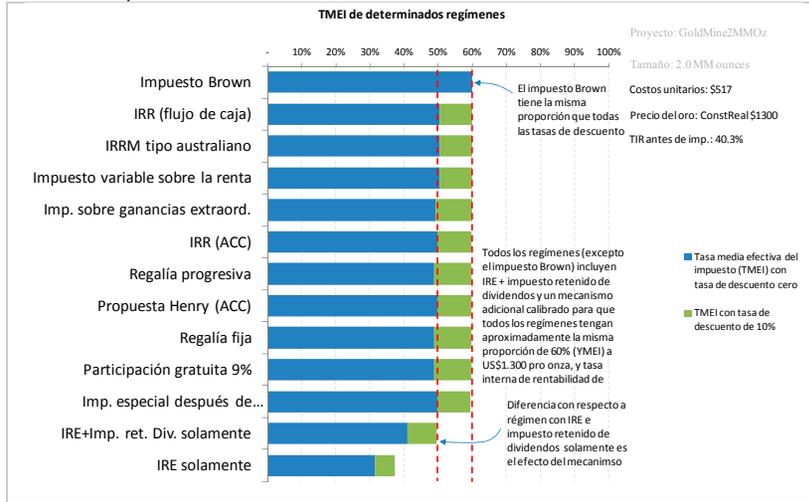
***Los regímenes de regalía progresiva y ‘ganancia extraordinaria’ (es decir, relacionados con un precio umbral) también implican un mayor riesgo para el gobierno.*** Son asimétricos —captan solo una parte del alza de precios— y tienden más a activarse con precios estocásticos, aunque el precio medio es más bajo.

***Los regímenes de tasa de rentabilidad presentan un riesgo más bajo, sin sacrificar mucho en términos de TMEI y VPN del gobierno*** (columnas 3 y 6).

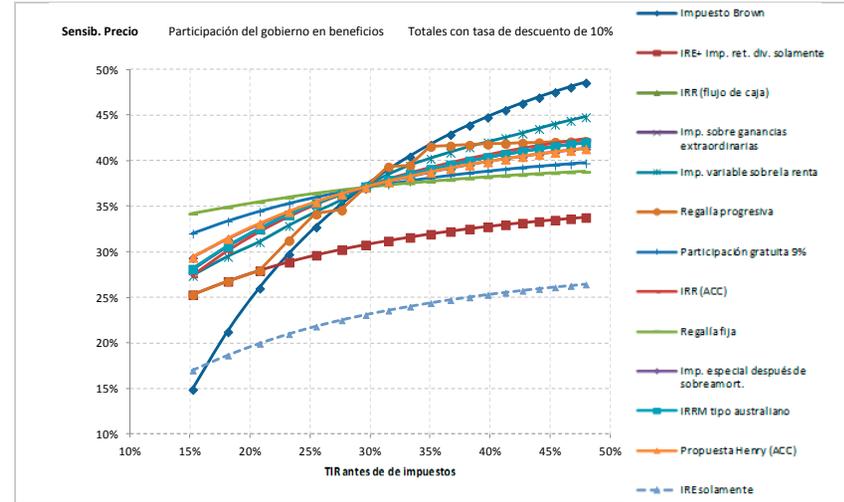
<sup>49</sup> En el caso de los hidrocarburos se utilizó un proceso AR(1).

## Gráfico 6 de los apéndices. Evaluación de mecanismos fiscales de minería

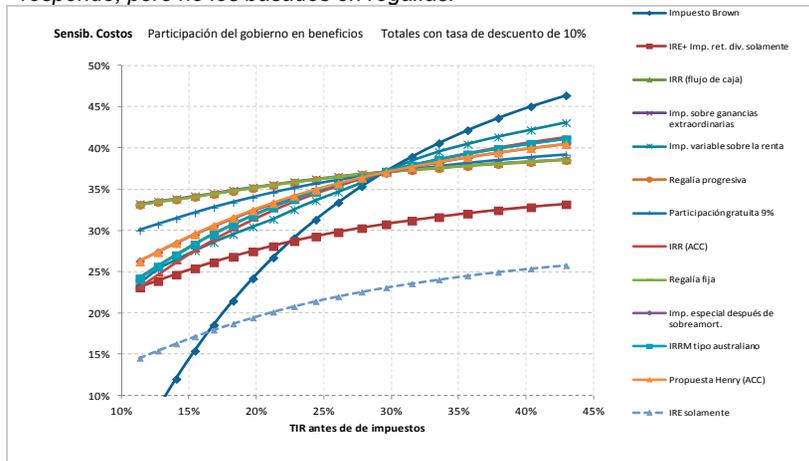
Los regímenes se calibran para obtener la misma TMEI a un precio del oro de US\$1.300 por onza



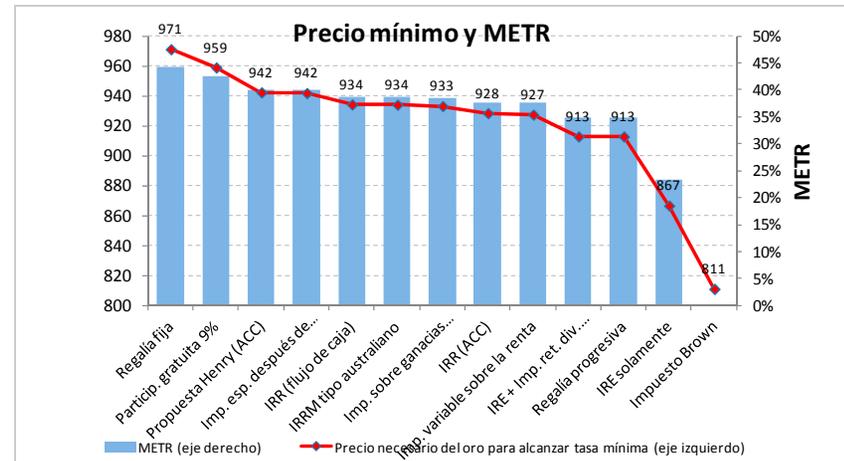
Pero responden de manera diferente a las variaciones del precio del oro...



Y las variaciones de los costos: los regímenes basados en ganancias responde, pero no los basados en regalías.



Y los regímenes de regalías fijas distorsionan más las decisiones y limitan más el rango de viabilidad de los proyectos.



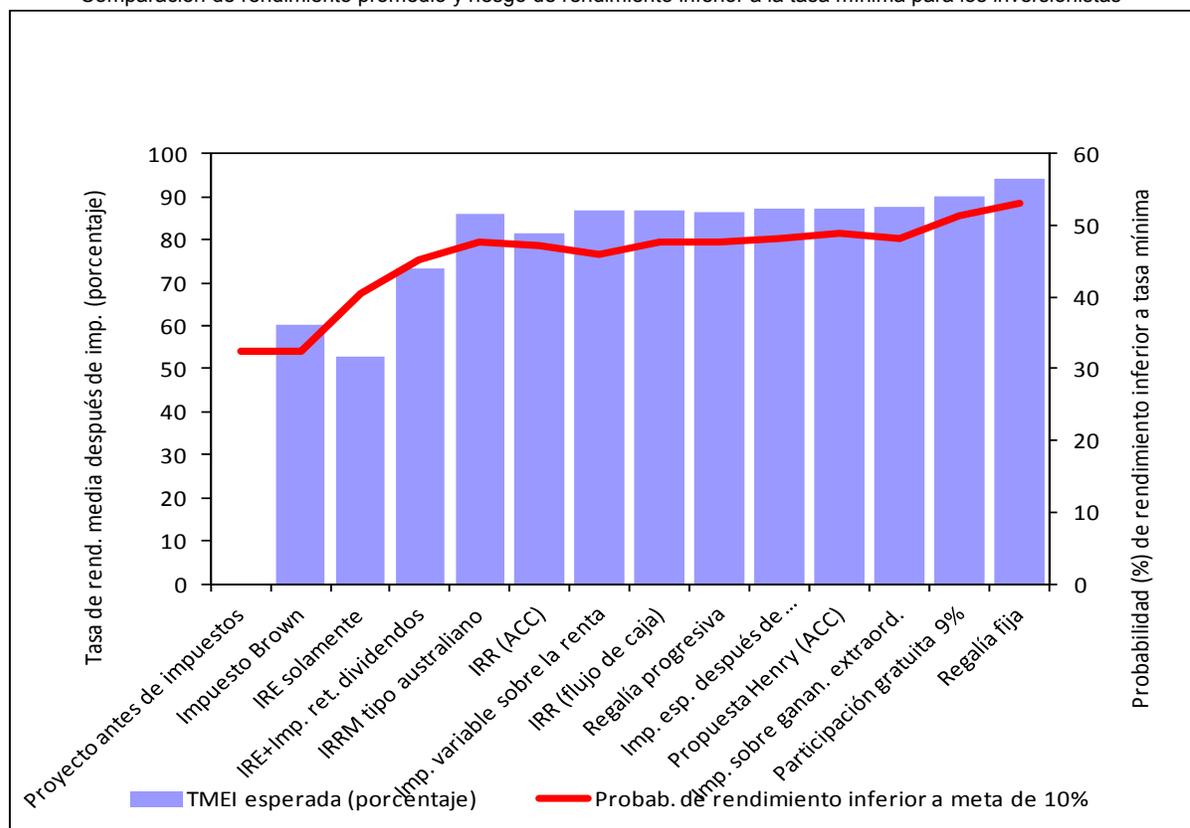
### Cuadro 7 de los apéndices. Resultados con incertidumbre del precio del oro

Mina de oro 2MM de onzas	TIR media después de imp. del inversionista	VPN 10 medio del inversionista	TMEI esperada (porcentaje)	Coefficiente de variación de la TIR	Probab. de rendimiento inferior a meta de 10%	VPN 10 del gobierno
	%			%	%	%
Proyecto antes de impuestos	17.9			77.0	32	n/a
Después de impuestos:						
Impuesto Brown	17.9	64.3	60	77	32	96
IRE solamente	14.3	75.8	53	81	41	85
IRE+Imp. ret. dividendos	12.4	42.9	73	88	45	118
IRRM tipo australiano	11.5	22.9	86	88	48	138
IRR (ACC)	11.5	29.9	81	86	47	131
Imp. variable sobre la renta	11.5	21.0	87	85	46	140
IRR (flujo de caja)	11.4	21.5	87	88	48	139
Regalía progresiva	11.2	21.7	86	87	48	139
Imp. esp. después de sobre amortización	11.2	20.8	87	90	48	140
Propuesta Henry (ACC)	11.2	20.5	87	90	49	140
Imp. sobre gan. extraord.	11.1	20.2	87	89	48	141
Participación gratuita 9%	10.8	16.3	90	93	51	144
Regalía fija	10.6	9.4	94	97	53	151

El gráfico 7 de los apéndices muestra la TMEI esperada y el riesgo de pérdida absoluta:

### Gráfico 7 de los apéndices. TMEI esperada con incertidumbre del precio del oro<sup>1</sup>

Comparación de rendimiento promedio y riesgo de rendimiento inferior a la tasa mínima para los inversionistas



<sup>1</sup> Muestras las columnas 3 y 5 del cuadro 7 de los apéndices.

## Apéndice VII. Otros aspectos de la administración eficaz de los impuestos de la IE

### Estructuras organizacionales, procesos y capacidad de administración tributaria de las IE

**Los mismos principios generales de organización y procedimientos de la administración tributaria general son aplicables a las IE y las necesidades de capacidad son en general las mismas.** Desde el punto de vista de la organización esto significa la integración de la administración dentro de una estructura basada en principios funcionales.<sup>50</sup> Desde el punto de vista de los procedimientos esto implica lo siguiente: reglas claras de aplicación,<sup>51</sup> coherentes con las del resto del sistema tributario, e idealmente compiladas en un código tributario; separación de las tareas para salvaguardar la integridad administrativa; procesamiento rutinario eficiente y eficaz, con declaraciones basadas en la autodeterminación; exigir activamente el registro tributario y el pago de impuestos; auditoría selectiva basada en riesgos; resolución de controversias eficaz y asequible; y programas integrales de servicios para contribuyentes con el fin de fomentar el cumplimiento voluntario. En términos de capacidad, son esenciales las buenas aptitudes analíticas, jurídicas y de auditoría, complementadas con el desarrollo de experiencia y conocimientos especiales para las IE. Sin embargo, como la mayor parte de los impuestos recaudados en las IE los pagan unas pocas empresas, solo se necesita un número reducido de profesionales.<sup>52</sup> Finalmente, en algunos países, como los que están recuperándose de conflictos armados, es posible que no sea realista suponer que podrán desarrollar aptitudes adecuadas en el corto plazo. Por lo tanto es posible que sea necesario recurrir a asesoría especializada del exterior, en particular en las funciones más complicadas, como auditorías y valoración de minerales (esto plantea cuestiones normales relativas al desarrollo de capacidad interna).

---

<sup>50</sup> Una administración organizada con criterio funcional supervisa operaciones en el terreno organizadas de la misma manera, con particular interés en los grandes contribuyentes de los que proviene el grueso de los ingresos; las empresas de la IE normalmente pertenecen a la categoría de grandes contribuyentes. Véase en Kidd (2010) información sobre las estructuras administrativas de la autoridad tributaria. .

<sup>51</sup> Es posible que se necesiten algunas disposiciones especiales que reflejen las prácticas normales en la IE relativas a la contabilidad y los pagos en dólares (el dólar de EE.UU es la divisa estándar para la mayoría de los recursos naturales); pago de impuestos en especie (cuando corresponda); declaraciones y auditorías de operaciones conjuntas (las empresas de operaciones conjuntas llevan una contabilidad centralizada); auditoría física y procedimientos de valoración; arbitraje internacional (si los acuerdo los disponen); y renunciaciones de confidencialidad (cuando lo disponga la EITI).

<sup>52</sup> Entre los problemas comunes de capacidad están las estructuras salariales inadecuadas para retener personal de la calidad necesaria para administrar grandes empresas sofisticadas, y respaldo informático deficiente; estos no son problemas únicos de las IE, opero como la transformación económica de un país a menudo depende de los ingresos de unas pocas empresas grandes de la IE, la solución de estos problemas es más vital que lo normal.

**Un creciente número de países están admitiendo que las empresas extractivas estatales (EEE) deben concentrarse en su función comercial, aunque algunos no lo logran en la práctica.** Algunos países continúan asignando funciones fiscales a EEE, como la administración del contrato de producción compartida: la mayoría de los países no exigen a las empresas privadas que registren la participación del gobierno en la producción con la autoridad tributaria. Si bien la disciplina presupuestaria y el interés por evitar ventajas comerciales injustas exigen que las EEE paguen un impuesto sobre los beneficios que le corresponden por sus aportes de capital, tal como lo hacen las empresas privadas, en la práctica su cumplimiento tributario suele ser deficiente. Además, no siempre publican cuentas conforme a las normas internacionales de contabilidad, auditadas por contadores internacionales, con políticas claras y exactas para el pago de dividendos de acuerdo a una contabilidad pública transparente para su propio beneficio. Ni son supervisadas estrechamente por el gobierno en su gestión financiera y resultados comerciales.

**Si bien la administración deficiente y fragmentada es el principal obstáculo para la transparencia y la eficacia de la gestión de las IE, es posible que una reforma enfrente importantes obstáculos políticos y prácticos.** El aporte de capital, el contrato de producción compartida y los impuestos que complican la administración tienen un fuerte atractivo político. Las EEE y los reguladores de las IE suelen resistirse, con un fuerte respaldo político, a abandonar sus funciones fiscales; los gobiernos por lo general acumulan más conocimientos específicos y capacidad en esos organismos que en los organismos tributarios (y les remuneran mejor), y es posible que se opongan a la perturbación y al riesgo que implica transferir sus responsabilidades fiscales. Estas responsabilidades pueden estar incorporadas en la legislación, contratos, convenios internacionales e incluso constituciones. Quizá sea necesario modificar la legislación y los acuerdos de la IE, no solo la norma tributaria. Es posible que las empresas prefieran ser supervisadas por un socio comercial que “conozca la industria”.

**Debido a estas dificultades quizá sea necesario conformarse con opciones menos óptimas, aunque tiendan a ser inadecuadas.** Es posible que en la práctica no sirva de nada, por ejemplo, recomendar una administración integrada como un objetivo a corto plazo. En tal caso, las opciones menos óptimas incluirían una delineación más clara de las funciones fiscales entre la autoridad tributaria, los reguladores de las IE y las EEE; mejor cooperación e intercambio de la información; y menos centralización de las responsabilidades de contabilidad y declaración de datos dentro del Ministerio de Hacienda.

#### **Aumento de los ingresos mediante una estrategia de auditoría**

**La administración eficaz de los ingresos se centra en la evaluación del riesgo.** Los riesgos de pérdidas tributarias pueden deberse a que los contribuyentes no se registren, no declaren, al no pago de impuestos vencidos o declaraciones de montos menores a los reales. Para la IE, el mayor riesgo probablemente este último especialmente por parte de empresas

grandes que contribuyen el grueso de los ingresos del gobierno. Es posible que estas empresas incluso sean de propiedad del Estado.

**El análisis de riesgos que presenta la propia legislación y las normas, y el historial de cumplimiento de las empresas es la base para evaluar el riesgo de que las grandes empresas no declaren la totalidad de sus ingresos.** Las autoridades tributarias además deben identificar las medidas más adecuadas para abordar esos riesgos. Quizás la solución no sea la auditoría o la exigencia del cumplimiento, tal vez lo que se necesite sea una legislación y directrices más claras y sanciones eficaces a una autodeterminación deficiente por parte del contribuyente. En el corto plazo, los resultados medibles de auditorías muy a menudo provienen de auditorías de alcance limitado que se concentran en cuestiones técnicas concretas. Los ajustes habituales se realizan a impuestos retenidos en la fuente, a ganancias de capital, a la fijación de precio de la producción, la categorización de costos, a los costos financieros, o al tratamiento del gasto social; en todos estos ejemplos, el margen de error depende en gran medida de que tan apropiada es la legislación.

**La práctica óptima para la evaluación del riesgo de auditoría por parte de las autoridades tributarias consiste en identificar errores potenciales, estimar su valor, probabilidad y el número de personas-hora necesario para la auditoría, y asignar auditores a casos con el rendimiento probable más alto por hora de auditor.** Las autoridades posteriormente evalúan los resultados de cada auditoría y perfeccionan los perfiles de riesgo a través del tiempo. Si no se adoptan principios administrativos sólidos, estos procesos seguirán siendo difíciles de implementar.

**Una estrategia a corto plazo para obtener rendimientos rápidos podría consistir en mejorar la colaboración entre diferentes organismos encargados de administrar los ingresos.** Al utilizar coordinadamente todas sus fuentes de información, los organismos podrían identificar a las empresas que consideran más grandes y riesgosas y los ámbitos que más les preocupan. Posteriormente podría establecerse un grupo de trabajo y un programa unificado para realizar la auditoría, concentrándose en los casos que pueden ser investigados y resueltos más rápidamente, quizá con el apoyo ayuda de especialistas externos.

**Los ingresos de las IE frecuentemente no se auditan durante las fases de prospección y desarrollo.** Las autoridades tributarias de muchos países en desarrollo tienen metas anuales de ingresos, y es posible que la remuneración de los empleados provenga de un porcentaje de los ingresos recaudados. Estas autoridades no tienen un incentivo para prestar atención a empresas que están en operación pero que no están generando ingresos. En consecuencia, los proyectos mineros o de hidrocarburos pueden empezar a producir sin que la autoridad tributaria disponga de información adecuada sobre los costos y activos de la empresa que le permitan realizar evaluaciones o auditorías en el futuro. La negligencia en la auditoría de los gastos de prospección y desarrollo puede suponer un costo muy elevado en la recaudación impositiva en cuanto el proyecto empiece a generar ingresos.

### Apéndice VIII. Datos sobre ingresos utilizados en este estudio

**A los funcionarios del FMI encargados de los distintos países se les solicitaron datos anuales sobre los ingresos agregados de los sectores de hidrocarburos y minería, y sobre su composición de acuerdo con categorías amplias de impuestos, correspondientes al período 2001–10.** Las categorías de impuestos comprenden regalías, derechos por permisos y bonificaciones, impuestos sobre la renta, impuestos sobre ganancias adicionales o similares, participaciones del Estado, retenciones de intereses o dividendos, *profit oil* (fracción de la producción compartida que le corresponde el estado) e impuestos indirectos (IVA y aranceles de importación y exportación). Los países fueron seleccionados con la intención de captar un universo de países donde los sectores de las IE alcanzaran cierta importancia macroeconómica. En el cuadro 8 de los apéndices se enumeran los 57 países para los que se pudo obtener datos útiles. En muchos casos no se disponía de datos para todos los años; los datos completos sobre ingresos de las IE están disponibles para sólo 43 de los 67 países que respondieron a la encuesta, y sólo en muy pocos casos se pudo disponer de un desglose por tipo de impuesto. Los países con datos agregados sobre minería e hidrocarburos se trataron en una categoría aparte.

**Es posible que los datos no estén agregados de una manera coherente; para ciertos países se omitieron algunas sub-categorías de impuestos debido a deficiencias en la disponibilidad de datos o en el nivel de agregación.** Es posible que en esos casos el ingreso se haya subestimado levemente.

**Cuadro 8 de los apéndices. Países de la muestra**

<b>Productores de minerales</b>		<b>Productores de hidrocarburos</b>		<b>Productores de minerales e hidrocarburos cuyos datos no se pueden desglosar por sector</b>			
1	Australia	1	Arabia Saudita	25	Libia	1	Australia
2	Bolivia	2	Argelia	26	Malasia	2	Bolivia
3	Botswana	3	Angola	27	Mauritania	3	Brasil
4	Brasil	4	Australia	28	México	4	Canadá
5	Canadá	5	Azerbaiyán	29	Myanmar	5	Colombia
6	Chile	6	Bahrein	30	Namibia	6	Federación de Rusia
7	Colombia	7	Bolivia	31	Níger	7	Indonesia
8	Fed. de Rusia	8	Brasil	32	Nigeria	8	Mauritania
9	Ghana	9	Brunei	33	Noruega	9	Papúa Nueva Guinea
10	Guinea	10	Camerún	34	Omán	1	Rep. Democrática del Congo
11	Indonesia	11	Canadá	35	Papúa Nueva Guinea	1	Vietnam
12	Lesoto	12	Chad	36	Qatar	1	
13	Mauritania	13	Colombia	37	Sudán		
14	Mongolia	14	Costa de Marfil	38	Siria		
15	Papúa Nueva Guinea	15	Ecuador	39	Timor-Leste		
16	Rep. Dem. del Congo	16	Emiratos Árabes Unidos	40	Trinidad y Tobago		
17	República Kirguisa	17	Federación de Rusia	41	Reino Unido		
18	Sierra Leona	18	Filipinas	42	República del Congo		
19	Tanzania	19	Guinea Ecuatorial	43	Rep. Dem. del Congo		
20	Vietnam	20	Indonesia	44	Uzbekistán		
21	Zambia	21	Irán	45	Venezuela, Rep. Bol.		
		22	Iraq	46	Vietnam		
		23	Kazajstán	47	Yemen		
		24	Kuwait				

## Apéndice IX. Mejora de los datos sobre ingresos públicos provenientes de recursos naturales<sup>53</sup>

**El Departamento de Estadística del FMI está en el proceso de determinar la factibilidad de recopilar sistemáticamente datos sobre ingresos provenientes de los recursos naturales.** Los datos serán compatibles con el *Manual de estadísticas de finanzas públicas 2001 (MEFP 2001)* y comprenderán detalles exhaustivos, como el nivel de gobierno al que le corresponde los ingresos y los diferentes tipos de ingresos fiscales (regalía, impuesto sobre la renta, impuesto sobre ganancias adicionales u otros mecanismos para captar rentas, retención en la fuente de interés o dividendos, impuestos indirectos a la producción, etc).

**Las labores empezarán con estudios piloto.** En vista de la limitada disponibilidad de datos sobre ingresos públicos provenientes de recursos naturales y la escasa experiencia del FMI en la recopilación de estos datos, se recomienda que se realice un estudio piloto antes de poner en marcha un esfuerzo más generalizado de recopilación. Misiones del FMI visitarán unos tres o cuatro países para investigar la disponibilidad de información con miras a elaborar una planilla de recopilación de datos.

**La recopilación de estos datos plantea una serie de dificultades metodológicas y prácticas:**

- ***No existe una definición formal o internacionalmente acordada de ingresos provenientes de recursos naturales.*** Los datos que están disponibles reflejan definiciones nacionales que limitan la comparabilidad entre países. El primer paso de la recopilación sistemática de datos sobre ingresos provenientes de recursos naturales tiene que empezar con la definición de los componentes de estos ingresos, y la identificación de las entidades que efectúan estos pagos al gobierno. Esta definición podría ser muy estrecha o muy amplia, dependiendo de la razón por la que se esté recopilando la información. Al no existir una definición internacional, en un comienzo se debe usar cualquier definición nacional disponible, examinado al mismo tiempo la factibilidad de obtener datos adicionales. La idea es que se pida a los países que proporcionen los datos nacionales que estén disponibles (al margen de la definición), y que identifiquen las entidades cubiertas. En el curso del estudio piloto será necesario investigar algunas cuestiones relativas a la definición, como la base de los impuestos (por ejemplo, productos provenientes de los recursos naturales o industrias de recursos naturales) y la cobertura de las empresas que efectúan los pagos al gobierno.

---

<sup>53</sup> Contribución del Departamento de Estadística.

- ***La calidad de los datos sobre ingresos provenientes de recursos naturales es incierta y ese necesario evaluarla.*** Es necesario determinar la exactitud y fiabilidad de los datos que se van a recopilar. A menudo estos datos son subconjuntos de bases de datos más agregadas sobre las operaciones de gobierno, por lo que deben ser coherentes con las estadísticas más generales sobre ingresos públicos. En este sentido, el marco del *MEFP 2001* debe guiar la recopilación de estos datos. Todas las categorías nacionales pueden relacionarse fácilmente con las clasificaciones correspondientes del *MEFP 2001* y así compararse con datos de carácter más agregado sobre operaciones del gobierno del país en cuestión.
- ***El nivel de gobierno con respecto al cual se recopilan datos sobre ingresos puede incidir mucho en la información resultante.*** Por ejemplo, el que los datos se recopilen con respecto a ingresos del gobierno central o del sector público no financiero pueden suponer una diferencia en las cifras resultantes. Muchos países tienen grandes empresas públicas que participan en la explotación de sus recursos naturales. Las estadísticas a nivel de gobierno central excluyen las operaciones de las empresas no financieras, mientras que el otro nivel las incluye. Una vez más, la idea es que los países en un comienzo proporcionen en la planilla todos los datos que estén disponibles, indicando el nivel de gobierno al que corresponden.
- ***Los datos sobre ingresos provenientes de recursos naturales pueden estar disponibles a través de entidades que por lo general no se comunican con el Departamento de Estadística del FMI.*** Los datos sobre ingresos provenientes de recursos naturales posiblemente sean obtenidos por entidades distintas de las que normalmente producen las estadísticas macroeconómicas que recopila el FMI. La información buscada quizás esté disponible en otras entidades nacionales, como un ministerio de recursos naturales (energía, minas, etc.) o una organización de comercio. Para estos efectos será necesario elaborar nuevos contactos y familiarizarse con los formatos en que se recopilan los datos.
- ***Factores de confidencialidad también pueden entorpecer la recopilación de datos.*** Podrían también existir restricciones legales que impidan la recopilación de datos. Por ejemplo, es posible que en algunos países la ley prohíba la divulgación de los ingresos captados por entidades que participan en la explotación de recursos naturales.

## **Apéndice X. Estimación de las tasas efectivas del impuesto para las empresas de las IE**

**En este apéndice se analiza cómo se reparten, en la práctica, las ganancias derivadas de las actividades extractivas entre el gobierno anfitrión y el inversionista privado.** Esta es una cuestión vital para la evaluación de los regímenes fiscales de las IE y para el debate público en general.

**Para llevar a cabo el análisis se aplican dos métodos** que pueden arrojar luces sobre aspectos sutiles pero significativamente diferentes del cálculo de la tasa efectiva y que tienen que ver con las diferentes nociones de estas tasas cuando son aplicadas a las IE. El primer método es el uso de simulaciones económicas y financieras a lo largo de la vida de proyectos de IE específicos, mientras que el segundo método usa datos contables de empresas del sector (este segundo método es más aproximado, como se verá, a las tasas efectivas diferenciales sobre ganancias adicionales que a las TMEI).

**Cabe desatacar que ambos métodos distan mucho de ser perfectos.** Por lo tanto, los resultados deben interpretarse tan solo como indicativos, y sirven como ejemplo de las posibles ventajas de seguir desarrollando estas y otras metodologías.

### **Métodos de simulación**

**El modelo FARI permite calcular los flujos de caja antes y después de impuestos de un proyecto específico, en función de diversos supuestos sobre la evolución de los precios y la extracción<sup>54</sup>.** La gran ventaja de este método es que si se tiene en cuenta la etapa de prospección (además de las otras etapas), este permite determinar con precisión cómo se reparten las rentas de un proyecto específico. Su desventaja es que se aparta inherentemente de la realidad, como por ejemplo al suponer una perfecta implementación del régimen fiscal, al abstraerse de posibles oportunidades de planificación tributaria a escala internacional y al no tener en cuenta los impuestos aplicados en el país de origen del inversionista y a nivel del accionista final. También exige que se adopten supuestos sobre el comportamiento de los precios y los costos de producción que puede diferir de los supuestos adoptados por los actores del mercado.

**Como se observa en el gráfico 4 del texto principal, las simulaciones del modelo FARI apuntan a una TMEI de entre 65% y 85% para los hidrocarburos y de entre 40% y 60% para los minerales.**

---

<sup>54</sup> Se puede considerar como una ampliación para el contexto específico de las IE de la metodología de evaluación de las TMEI presentadas en Devereux y Griffith (2003).

## Datos contables y conexos

### *Datos anuales*

**Las cuentas anuales y las declaraciones de estados financieros ante la SEC (comisión de bolsa y valores de Estados Unidos) de empresas de las IE proporcionan información sobre ingresos operativos y el pago de impuestos anuales.** La comparación de estos dos indicadores no arroja un pago de impuesto implícito sobre las ganancias brutas, para lo cual sería necesario tener en cuenta el costo del capital utilizado en las operaciones. Una posibilidad es restar del ingreso operativo un costo estimado del capital. Una alternativa, a la que se recurre aquí, consiste en tomar como referencia el rendimiento neto obtenido en un determinado año base y suponer que el ingreso operativo necesario para mantener el rendimiento neto aumenta en línea con los costos del sector (según un índice de precios al productor). El análisis compara la variación de los pagos de impuestos en los años siguientes con el aumento del ingreso operativo más allá de lo que se presume necesario para mantener el rendimiento de referencia. Esto proporciona una estimación no de una tasa media efectiva en una fecha determinada, sino de cómo la tasa varía con el ingreso operativo; a esto se denomina “tasa efectiva del impuesto diferencial” (IETR, por sus siglas en inglés).<sup>55</sup>

### *Minería*

**En el cuadro 9 de los apéndices se presentan cálculos ilustrativos correspondientes a siete empresas mineras.** Los datos subyacentes sobre ingreso operativo, precios al productor (ambos normalizados a 100 en 2004) y pagos totales de impuestos (incluidas regalías) están en las filas A, B y D. Al comparar el ingreso operativo real con el ingreso operativo ajustado, teniendo en cuenta el aumento de los precios al productor (fila C) se obtiene una estimación de las ganancias por encima de lo necesario para mantener un rendimiento neto a nivel de 2004 (fila D). Al expresar el aumento de los pagos de impuestos relativos a 2004 (fila F) con respecto a estas ganancias diferenciales se obtiene la IETR implícita (fila G).

**Las IETR están en el orden de 35%–45%** y son bastante estables, salvo por un marcado repunte en 2009, debido principalmente a una caída de los precios y la producción y a un aumento simultáneo del ingreso no operativo imponible (ganancias en operaciones cambiarias y de derivados) en un subconjunto de las empresas de la muestra. Por lo tanto, la impresión es que los regímenes fiscales de la minería no son muy progresivos.

---

<sup>55</sup> A diferencia de la “tasa marginal efectiva del impuesto”, que es el impuesto adicional sobre una inversión que genera para sus inversionistas tan solo el rendimiento necesario después de impuestos.

**Cuadro 9 de los apéndices. Cálculos ilustrativos de la IETR para minería**

	Fuente	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
A.	Índice de ingreso operativo	Informes anuales	100	175	295,1	381,8	418,6	236,3	515,2
B.	Índice de ingreso al productor		100	116,3	136	145,3	166,3	172,1	187,2
C.	Ingreso operativo ajustado	$15412 \times B / 100$	15412	17924	20960	22394	25630	26524	28851
D.	Ingreso operativo real menos ajustado	$(A-B) \times 15412$	0	9048	24518	36447	38889	9898	50557
E.	Impuesto total	Informes anuales	4481	8280	13904	18114	20179	14969	26900
F.	Impuesto adicional	E-4481	0	4193	9125	13008	14335	8922	20322
G.	Impuesto sobre ingresos adicionales	$F/D \times 100$		46,3%	37,2%	35,7%	36,9%	90,1%	40,2%

Fuente: Cálculos del personal técnico del FMI a partir de las fuentes citadas.

### *Hidrocarburos*

**En el caso de los hidrocarburos no es posible usar la misma metodología** porque los estados financieros de las empresas de hidrocarburos no proporcionan información sobre pagos efectuados al gobierno en el marco de contratos de producción compartida (CPC); esto impide la extracción de cifras correspondientes al ingreso operativo antes de impuestos y la parte que le corresponde al gobierno en el marco de CPC. No obstante se puede avanzar en la evaluación de pagos de impuestos relativos a la producción no compartida, infiriendo las ganancias antes de impuestos en función del supuesto de que los costos por barril aumentan en línea con los precios al productor en el sector.

**En el cuadro 10 de los apéndices se presentan los resultados de un ejercicio de este tipo con datos contables de 27 grandes empresas productoras de petróleo y gas**, las cuales representan en conjunto alrededor del 75% de las reservas probadas de las 50 empresas petroleras más grandes del mundo (excluidas las empresas petroleras nacionales de los países de la OPEP). Los rendimientos diferenciales se evalúan con respecto a 2001. Las ganancias diferenciales después de impuestos se determinan comparando el ingreso operativo real por barril con la cifra de 2001; las ganancias diferenciales antes de impuestos se calculan restando del precio del crudo de Brent al ingreso operativo después de impuestos por barril en 2001, y los costos de producción por barril en 2001 son indexados a un índice de precios al productor en el sector. Al comparar los dos se obtiene una estimación de la IETR sobre las

ganancias adicionales antes de impuestos. Las IETR estimadas, que están en la última fila del cuadro 10 de los apéndices, se encuentran entre 45%–65%; al comparar el cuadro 10 de los apéndices, la impresión es que los regímenes fiscales de los hidrocarburos implican un mayor ingreso diferencial para el gobierno que el que se observa en el sector minero. Asimismo, la comparación tiende a confirmar que los regímenes fiscales de los hidrocarburos en general son más progresivos: la IETR varía poco con respecto al nivel inicial de ganancias en el sector minero, pero aumenta drásticamente en el caso de los hidrocarburos.

### *Proyecciones*

**Todas las empresas dedicadas a la producción de petróleo y gas que declaran cuentas conforme a las reglas contables de los principios de contabilidad generalmente aceptados (GAAP) de Estados Unidos están obligadas a declarar flujos de caja futuros de sus reservas probadas<sup>56</sup> en sus estados financieros anuales.** Estos se basan en un supuesto estandarizado sobre los precios futuros del petróleo y el gas (en términos generales, se supone que permanecerán en los niveles actuales),<sup>57</sup> e identifican por separado los futuros gastos mundiales por concepto de impuestos sobre la renta, los cuales se calculan aplicando las reglas tributarias vigentes junto con los cambios futuros ya previsto por ley. A estas proyecciones de flujos de caja se les restan los costos de desarrollo irrecuperables en los que incurrieron las empresas a fin de establecer el valor esperado de las reservas comprobadas. A partir de la relación entre cargos futuros por impuestos no descontados y flujos de caja netos antes de impuestos no descontados es posible estimar la TMEI (no descontada).

**En el gráfico 8 de los apéndices se presenta la distribución de dichas TMEI no descontadas, por años, correspondientes a una muestra de 105 empresas en 2005–10** (y un total de 559 de observaciones por empresas-año).<sup>58</sup> Estas empresas representan aproximadamente el 85% de las reservas probadas de las 50 empresas petroleras más grandes del mundo (excluidas las empresas petroleras nacionales de los países de la OPEP).<sup>59</sup>

---

<sup>56</sup> “Statement of Financial Accounting Standards No. 69: Disclosures about Oil and Gas Producing Activities”, Financial Accounting Standards Board, 2010. Esta declaración tiene por objeto abordar la inquietud de que el valor de los activos más valiosos de una empresa petrolera —sus reservas— no se incluye en sus estados financieros sobre costo histórico.

<sup>57</sup> Fin del ejercicio, antes de 2009; de entonces en adelante un promedio de los años previos. Solo se pueden incluir en los cálculos los las variaciones de precios futuras especificadas en acuerdo contractuales.

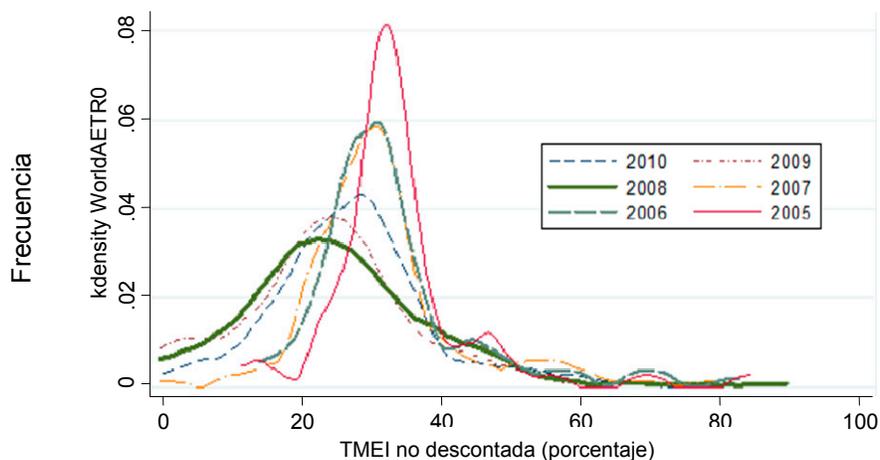
<sup>58</sup> Datos de la base de datos Evaluate Energy, se omiten algunas observaciones debido a información incompleta.

<sup>59</sup> Clasificadas según la reservas mundiales de equivalente de petróleo de 2007 según *Oil & Gas Journal*, 15 de septiembre de 2008.

**Cuadro 10 de los apéndices. Cálculos ilustrativos de la TMEI para hidrocarburos**

	<b>Fuente de datos/Cálculo</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
A. Precios del petróleo (Crudo de Brent, US\$ por barril)	Fuente: EIA	38,3	54,6	65,2	72,4	96,9	61,7	79,6
B. Ingreso operativo después de impuestos (millones de US\$)	Fuente: Base de datos Evaluate Energy	186.608	250.690	301.590	319.265	419.229	298.562	361.003
C. Producción de petróleo y gas (millones BEP)	Fuente: Base de datos Evaluate Energy	13.343	13.750	14.306	14.120	13.946	14.050	14.490
D. Ingreso operativo después de impuestos por barril (US\$)	D = B/C	14,0	18,2	21,1	22,6	30,1	21,3	24,9
E. IPP de extracción de petróleo y gas (2004=100)	Fuente: Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos	100,0	136,0	131,0	138,6	180,3	97,2	124,8
F. Ingreso operativo de referencia después de impuestos, por barril (US\$)	= D en 2004	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
G. Ingreso operativo diferencial después de impuestos (US\$)	= D-F	0,0	4,2	7,1	8,6	16,1	7,3	10,9
H. Costos no operativos en 2004, aumentados en función del IPP (US\$)	= A-F in 2004; = H(2004)*%ΔE en otros años	24,3	33,0	31,8	33,6	43,8	23,6	30,3
I. Ingreso diferencial antes de impuestos, por barril (US\$)	= A-F-H	0,0	7,6	19,4	24,8	39,2	24,2	35,3
J. Impuesto implícito sobre ganancias diferenciales, por barril (US\$)	= I-G	0	3	12	16	23	17	24
K. Tasa efectiva del impuesto diferencial	= J/I	0%	44%	63%	65%	59%	70%	69%

**Gráfico 8 de los apéndices. Distribución de las TMEI de las empresas de hidrocarburos**



Fuente: Cálculos del personal técnico del FMI a partir de datos de Evaluate Energy.

**A lo largo del período analizado, las TMEI media y mediana no descontadas son de aproximadamente 29%.** No obstante se observa una variación sustancial a lo largo del tiempo, debido al uso de diferentes supuestos de los precios futuros, pero sorprendentemente las variaciones en las TMEI no tienen una correlación con las variaciones del precio supuesto: por ejemplo el precio estipulado por la SEC aumentó en 50% entre 2006 y 2007, pero la TMEI prácticamente no varió durante este periodo. También se observan variaciones sustanciales entre las empresas, con las TMEI más altas alrededor de 85%–90% y las más bajas cercanas a cero.

**Estas cifras tienen que interpretarse con mucha precaución, ya que pueden subestimar las tasas efectivas del impuesto por tres razones.** En primer lugar, los flujos de caja declarados corresponden al período después del pago de cualquier *profit oil* en el marco de los contratos producción compartida, o pagos de regalías y bonificaciones, y dichos pagos se omiten de las obligaciones tributarias declaradas. En segundo lugar, también habrá una subestimación en la medida en que las expectativas de precios estipuladas sean más conservadoras que las de los inversionistas, sobre todo para regímenes que sean más progresivos con respecto a los precios. Por último, es posible que la TMEI no descontada no capte con exactitud la TMEI con una tasa de descuento razonable, ya que los pagos de impuestos tienden a concentrarse en un período posterior al de las ganancias (a través de la aplicación de varios créditos a la inversión y mecanismos similares). En el caso de proyectos de resultados inmediatos, la TMEI por lo tanto será más baja si se calcula en cifras de valor presente neto, pero es de esperarse que el descuento tenga un efecto más reducido en la TMEI de proyectos en etapas más avanzadas y que hayan agotado por completo las deducciones por inversión y créditos. Sin embargo, en general parece prudente considerar las cifras que constan en el gráfico 8 de los apéndices como una especie de límite inferior de la TMEI en el sector de hidrocarburos.

## Referencias

- Boadway, Robin, y Michael Keen, 2010, “Theoretical Perspectives on Resource Tax Design”, en *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, Daniel, Keen, y McPherson (editores.), págs. 13–74.
- Bond, Stephen R., y Michael P. Devereux, 1995, “On the design of a neutral business tax under uncertainty”, *Journal of Public Economics* 58, págs. 57–71.
- \_\_\_\_\_, 2003, “Generalised R-based and S-based Taxes under Uncertainty”, *Journal of Public Economics* 87, págs. 1291–311.
- Bornhorst, Fabian, Sanjeev Gupta, y John Thornton, 2009, “Natural Resource Endowments and the Domestic Revenue Effort”, *European Journal of Political Economy*, Vol. 25, págs. 439–46.
- Bowman, Chakriya, y Aasim Husain, 2004, “Forecasting Commodity Prices: Futures Versus Judgment”, IMF Working Paper 04/41, Marzo (Washington: Fondo Monetario Internacional).
- Calder, Jack, 2010a, “Resource Tax Administration: The Implications of Alternative Policy Choices”, en Daniel, Keen, and McPherson (editores.), op. cit., págs. 319–39.
- \_\_\_\_\_, 2010b, “Resource Tax Administration: Functions, Procedures and Institutions”, en Daniel, Keen, y McPherson (editores), op. cit., págs. 340–77.
- Conrad, Robert, Bryce Hool, y Denis Nekipelov, 2009, “The Role of Royalties in Natural Resource Extraction Contracts”, Working Paper, Universidad de Duke.
- Cramton, Peter, 2010, “How Best to Auction Natural Resources”, en Daniel, Keen, y McPherson, op. cit. págs. 289–316.
- Daniel, Philip, 1995, “Evaluating State Participation in Mineral Projects: Equity, Infrastructure and Taxation”, en *The Taxation of Mineral Enterprises* por James Otto (editor), Graham and London, págs.165–87.
- Daniel, Philip, y Emil Sunley, 2010, “Contractual Assurances of Fiscal Stability”, págs. 405–24 en Keen y McPherson (editores), op. cit.
- Daniel, Philip, Michael Keen, y Charles McPherson, 2010, *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, (Abingdon: Routledge).

- Debrun, Xavier, y Manmohan S. Kumar, 2008, “Fiscal Rules, Fiscal Councils and All That: Commitment Devices, Signaling Tools or Smokescreens”, en *Fiscal Policy: Current Issues and Challenges*, actas del Noveno Seminario de Banca d’Italia sobre Finanzas Públicas (Roma: Banca d’Italia).
- Devereux, Michael, y Rachel Griffith, 2003, “Evaluating Tax Policy for Location Decisions”, *International Tax and Public Finance*, Vol. 10, págs. 107–26.
- Eisenhauser, Joseph G., 2005, “A Test of Hotelling’s Valuation Principle for Nonrenewable Resources: *Empirical Economic*, Vol. 30, págs. 465–71.
- Fane, G., 1987, “Neutral Taxation of under Uncertainty”, *Journal of Public Economics*, Vol. 31, págs. 95–105.
- Fondo Monetario Internacional, 2007, “Guía sobre la transparencia del ingreso proveniente de los recursos naturales”, disponible en <http://www.imf.org/external/spanish/np/pp/2007/101907gs.pdf>.
- \_\_\_\_\_, 2010, “From Stimulus to Consolidation: Revenue and Expenditure Policies in Advanced and Emerging Economies”, disponible en [www.imf.org/external/np/pp/eng/2010/043010a.pdf](http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2010/043010a.pdf).
- \_\_\_\_\_, 2011, “Movilización de ingresos en los países en desarrollo”, disponible en <http://www.imf.org/external/spanish/np/pp/2011/030811s.pdf>.
- Garnaut, Ross, y Anthony Clunies Ross, 1975, “Uncertainty, Risk Aversion, and the Taxing of Natural Resource Projects”, *Economic Journal*, 85, 338, junio, págs. 272–87.
- \_\_\_\_\_, 1983, *Taxation of Mineral Rents* (Clarendon Press: Oxford [reimpreso en 2011]).
- Gelb, Alan, Kai Kaiser, y Lorena Viñuela, 2012, “How Much Does Natural Resource Extraction Really Diminish National Wealth? The Implications of Discovery”, Working Paper No. 290, Center for Global Development, 9 de julio.
- Henry Report, 2010, *Australia’s Future Tax System: Report to the Treasurer* (diciembre de 2009, publicado en mayo de 2010), Canberra, Commonwealth of Australia, [www.taxreview.treasury.gov.au](http://www.taxreview.treasury.gov.au)
- Kellas, Graham, 2010, “Natural Gas: Experience and Issues”, págs. 163–83 en Daniel, Keen, y McPherson (editores), op. cit.

- Kidd, Maureen, 2010, “Revenue Administration: Functionally Organized Tax Administration”, IMF Technical Guidance Note 10/10 (Washington: Fondo Monetario Internacional).
- Klemm, Alexander, 2007, “Allowances for Corporate Equity in Practice”, *CESifo Economic Studies*, Vol. 53, págs. 229–62.
- Krautkraemer, Jeffrey A., 1998, “Nonrenewable Resource Scarcity”, *Journal of Economic Literature*, Vol. 36, págs. 2065–107.
- Land, Bryan, 2010, “Resource Rent Taxation—Theory and Experience”, en Daniel, Keen y McPherson (editores), op. cit.
- Lund, Diderik, 2009, “Rent Taxation for Nonrenewable Resources”, *Annual Review of Resource Economics*, Annual Reviews, Vol. 1, págs. 287–308.
- Mintz, Jack, y Duanjie Chen, 2012, “Capturing economic rents from resources: optimizing the structure of government revenues through royalties and taxes”, Mesa redonda sobre política tributaria organizada por PWC en la Facultad de política pública, Universidad de Calgary, 29 de febrero 2012.
- Mullins, Peter, 2010, “International Tax Issues for the Resources Sector”, en Daniel, Keen, and McPherson (editores), op. cit. págs. 378–402.
- Myers, Keith, 2010, “Selling Oil Assets in Uganda and Ghana—A Taxing Problem”, Revenue Watch Institute.
- Nellor, David C. y Marc S. Robinson, 1984, “Binding Future Commitments: Tax Contracts and Resource Development”, UCLA Working Paper.
- Osmundsen, Petter, 2010, “Time Consistency in Petroleum Taxation: Lessons from Norway”, en Daniel, Keen, and McPherson (editores), op. cit. págs. 425–44.
- Ossowski, Rolando, Mauricio Villafuerte, Paulo Medas, y Theo Thomas, 2008, *Managing the Oil Revenue Boom: the Role of Fiscal Institutions*, IMF Occasional Paper No. 260 (Washington: Fondo Monetario Internacional).
- Otto, James M. (editor), 1995, *The Taxation of Mineral Enterprises*, Graham and London.
- Otto, James, Craig Andrews, Fred Cawood, Michael Doggett, Pietro Guj, Frank Stermole, John Stermole, y John Tilton, 2006, *Mining Royalties* (Washington: Banco Mundial).

- Reichsfeld, David A., y Shaun K. Roache, 2011, “Do Commodity Futures Help Forecast Spot Prices?”, IMF Working Paper 11/254 (Washington: Fondo Monetario Internacional).
- Rio Tinto, 2012, *Taxes Paid in 2011*, disponible en <http://www.riotinto.com/ourapproach/taxespaidin2011.asp>
- Sims, Rod, 1985, “Government Ownership Versus Regulation of Mining Enterprises in Less-developed Countries”, *Natural Resources Forum*, 9, 4, (noviembre), págs. 265–82.
- Smith, James L., 2012, “Modeling the Impact of Petroleum Exploration and Development,” IMF Working Paper, de próxima publicación (Washington: Fondo Monetario Internacional).
- Stroebel, Johannes, y Arthur van Benthem, 2010, “Resource Extraction Contracts Under Threat of Expropriation: Theory and Evidence”. Mimeografía, Universidad de Stanford.
- Tordo, Silvana, 2007, *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues* (Washington: Banco Mundial).
- Tordo, Silvana, con David Johnston y Daniel Johnston, 2010, “Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues”, World Bank Working Paper 179 (Washington: Banco Mundial).