

SEMINARIOS Y CONFERENCIAS

Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: evolución y participación estatal, 1990-2010

Jean Acquatella
Hugo Altomonte
Andrés Arroyo
Jeannette Lardé



NACIONES UNIDAS



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo

giz

SEMINARIOS Y CONFERENCIAS

Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: evolución y participación estatal, 1990-2010

Jean Acquatella
Hugo Altomonte
Andrés Arroyo
Jeannette Lardé



NACIONES UNIDAS



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo



Este documento fue preparado por Jean Acquatella, Hugo Altomonte, Andrés Arroyo y Jeannette Lardé, funcionarios de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), para el seminario CEPAL Gobernanza de los recursos naturales en América Latina y el Caribe: desafíos de política pública, manejo de rentas y desarrollo inclusivo.

Los autores desean agradecer las valiosas opiniones y comentarios a versiones preliminares del documento, realizados por Felipe Jiménez, Juan Pablo Jiménez y Andrea Podestá, funcionarios de la División de Desarrollo Económico. Asimismo, agradecen la colaboración de Andrea Perdriel en la recopilación y análisis de información del sector petrolero.

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

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN 1680-9033

LC/L.3645

Copyright © Naciones Unidas, junio de 2013 Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Introducción	9
A. El ciclo de auge 2003 – 2011 en el precio internacional de los metales, el crudo y otras materias primas	11
B. Participación Estatal en la renta de los sectores extractivos.....	11
C. Gobernanza de los sectores de recursos naturales en América Latina y el Caribe.....	14
Resumen de principales resultados	17
A. Participación de los Estados en la renta económica de los sectores extractivos.....	17
B. Comparación de las dinámicas de participación del Estado en el sector hidrocarburos en contraste con el sector minero	23
I. Sector de minería metálica: tendencias y evolución durante la última década	27
A. América Latina y el Caribe en la producción mundial de minerales.....	27
B. Reservas	29
C. Inversión	31
D. Evolución del precio internacional de los metales 1990 – 2011 ...	33
E. Renta económica del sector minero y su evolución reciente	35
F. Participación del Estado en la renta del sector minero en países seleccionados	39
G. Comparación internacional.....	40
II. Panorama del sector hidrocarburos en América Latina y el Caribe y su evolución durante la última década	45
A. Producción y consumo	49
1. Consumo.....	53

B.	Reservas	55
1.	Relación reserva/producción.....	57
C	Precios.....	58
1.	Evolución del sector hidrocarburos: resumen de hechos estilizados.....	60
D.	Renta económica del sector hidrocarburos.....	61
E.	Participación del Estado en la renta del sector hidrocarburos en países seleccionados	62
Bibliografía		65
Anexos		69
Anexo 1 Sector minero: información por país		70
A.	Chile.....	70
1.	Régimen tributario	73
B.	Perú	78
1.	Régimen tributario	81
C.	Bolivia (Estado Plurinacional de)	82
1.	Régimen tributario	84
D.	Colombia.....	85
1.	Tendencias de la tributación y otros aportes legales.....	85
2.	Régimen tributario	88
E.	Guatemala	88
1.	Régimen tributario	89
2.	Tendencias de la tributación y otros aportes legales.....	89
F.	Honduras.....	93
1.	Régimen tributario	93
Anexo 2 Sector hidrocarburos: información general y por país		97
A.	Bolivia (Estado Plurinacional de)	98
B.	Brasil.....	101
C.	Colombia.....	104
D.	Ecuador	108
E.	México	111
F.	Perú	114
G.	Venezuela (República Bolivariana de).....	117
Serie Seminarios y conferencias números publicados		123

Índice de cuadros

CUADRO 1	AMÉRICA LATINA (8 PAÍSES): CARACTERÍSTICAS DE LOS REGÍMENES TRIBUTARIOS APLICADOS A LA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES	14
CUADRO 2	PARTICIPACIÓN ESTATAL COMO PORCENTAJE DE LA RENTA ECONÓMICA ESTIMADA DEL SECTOR MINERO, Y COMO PORCENTAJE EN LOS INGRESOS FISCALES TOTALES.....	19
CUADRO 3	PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA ACUMULADA DEL SECTOR MINERO EN CADA PERÍODO EN TÉRMINOS ABSOLUTOS	20
CUADRO 4	PARTICIPACIÓN DEL TOTAL DE APORTES FISCALES DE LOS HIDROCARBUROS.....	22
CUADRO 5	RENTAS Y APORTE FISCAL DE LOS SECTORES MINERO E HIDROCARBUROS EN PAÍSES SELECCIONADOS	25
CUADRO 6	PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MINERA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE EN EL TOTAL MUNDIAL	28
CUADRO 7	CHILE: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS DE RENTA MINERA 1994-2009	38

CUADRO 8	INDICADORES Y APOORTE FISCAL DEL SECTOR MINERO EN PAÍSES SELECCIONADOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	41
CUADRO 9	PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA ECONÓMICA ESTIMADA PARA EL SECTOR MINERO	43
CUADRO 10	PLAN DE DESARROLLO DE LA FAJA DEL ORINOCO EN LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	52
CUADRO 11	INDICADORES Y APOORTE FISCAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN PAÍSES SELECCIONADOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	63
CUADRO A.1	CHILE: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS DE RENTA MINERA 1994-2009	71
CUADRO A.2	CHILE: AÑO DE INICIO DE LAS MAYORES OPERACIONES MINERAS	76
CUADRO A.3	CHILE: TRIBUTACIÓN GRAN MINERÍA PRIVADA DEL COBRE (GMP-10) Y APOORTE DE EMPRESAS MINERAS ESTATALES A LOS INGRESOS FISCALES	77
CUADRO A.4	PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS E INGRESOS TRIBUTARIOS TOTALES	80
CUADRO A.5	PERÚ: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS DE RENTA MINERA A LARGO PLAZO	80
CUADRO A.6	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: RENTA A LARGO PLAZO DE LAS 5 EMPRESAS DE LA MUESTRA	83
CUADRO A.7	COLOMBIA: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS DE RENTA MINERA A LARGO PLAZO	85
CUADRO A.8	COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS, RENTAS MINERAS E INGRESOS TRIBUTARIOS (2000-2010)	87
CUADRO A.9	GUATEMALA: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS DE RENTA MINERA A LARGO PLAZO	90
CUADRO A.10	GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LA MINERÍA	91
CUADRO A.11	HONDURAS: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS DE RENTA MINERA A LARGO PLAZO	94
CUADRO A.12	HONDURAS: TRIBUTACIÓN Y APORTES FISCALES DE LA MINERÍA EN PORCENTAJES DE LAS RENTAS MINERAS	94
CUADRO A.13	HONDURAS: APORTES DE LA MINERÍA A LOS INGRESOS FISCALES	96
CUADRO A.14	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: APORTES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990-2010)	101
CUADRO A.15	BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (2000-2010)	104
CUADRO A.16	COLOMBIA: APORTES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990-2010)	107
CUADRO A.17	ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990-2010)	110
CUADRO A.18	MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990-2009)	114
CUADRO A.19	PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990-2010)	117
CUADRO A.20	REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: INGRESOS FISCALES DE LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990-2010)	121

Índice de gráficos

GRÁFICO 1	ÍNDICE DE PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS 2003-2011	12
GRÁFICO 2	INGRESOS FISCALES PROVENIENTES DE PRODUCTOS PRIMARIOS	12
GRÁFICO 3	AMÉRICA LATINA Y TOTAL MUNDIAL: PRESUPUESTOS DE EXPLORACIÓN MINERA GLOBAL	29
GRÁFICO 4	DISTRIBUCIÓN DE LOS PRESUPUESTOS DE EXPLORACIÓN MINERA GLOBAL	30
GRÁFICO 5	PRINCIPALES RESERVAS MINERALES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	30

GRÁFICO 6	PRINCIPALES DESTINOS DE EXPLORACIÓN EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.....	31
GRÁFICO 7	PROYECTOS DE INVERSIÓN MINERA POR REGIÓN (AÑO 2000 Y 2010).....	32
GRÁFICO 8	LOS 10 PRINCIPALES PAÍSES DE DESTINO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN MINERA POR REGIÓN.....	32
GRÁFICO 9	EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DEL COBRE, NÍQUEL, ZINC Y HIERRO; ORO Y PLATA	34
GRÁFICO 10	PRECIO DEL COBRE REFINADO EN LA BOLSA DE METALES DE LONDRES Y COSTOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE CÁTODOS DE COBRE EN AMÉRICA LATINA.....	36
GRÁFICO 11	RENTA DEL SECTOR MINERO EN LAS PRINCIPALES REGIONES MINERAS DEL MUNDO 1980-2009	36
GRÁFICO 12	RENTA DEL SECTOR MINERO EN LAS PRINCIPALES REGIONES MINERAS DEL MUNDO 1990-2009	37
GRÁFICO 13	RENTA ESTIMADA DEL SECTOR MINERO EN PAÍSES SELECCIONADOS, AÑO 2009.....	37
GRÁFICO 14	MONTO ABSOLUTO DE PAGOS FISCALES REALIZADOS, UTILIDADES DECLARADAS Y PAGO DE EMPLEADOS POR LAS 10 MAYORES COMPAÑÍAS MINERAS DEL MUNDO, AGREGADO.....	42
GRÁFICO 15	INCIDENCIA MUNDIAL DE AMÉRICA LATINA EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS NATURAL.....	46
GRÁFICO 16	CRECIMIENTO DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO, PIB REGIONAL Y MUNDIAL SOBRE EL SECTOR.....	47
GRÁFICO 17	EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE PRECIOS, COSTOS Y ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA.....	49
GRÁFICO 18	PRODUCCIÓN EN PAÍSES SELECCIONADOS.....	50
GRÁFICO 19	PRODUCCIÓN/CONSUMO PARA PAÍSES SELECCIONADOS	54
GRÁFICO 20	SALDO COMERCIAL POR MEDIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL ENTRE PAÍSES SELECCIONADOS CON AMÉRICA LATINA Y EL MUNDO	55
GRÁFICO 21	RESERVAS EN PAÍSES SELECCIONADOS	57
GRÁFICO 22	RESERVAS/PRODUCCIÓN.....	58
GRÁFICO 23	EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS NOMINAL Y REAL DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.....	61
GRÁFICO 24	RENTAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN REGIONES PRODUCTORAS DEL MUNDO	62
GRÁFICO A.1	CHILE: IMPUESTOS Y OTROS APORTES PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS COMPARADAS CON LOS INGRESOS TRIBUTARIOS Y RENTAS MINERAS TOTALES.....	70
GRÁFICO A.2	CHILE: IMPUESTOS Y OTROS APORTES PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS	70
GRÁFICO A.3	CHILE: IMPUESTOS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS	71
GRÁFICO A.4	CHILE: FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA.....	73
GRÁFICO A.5	PERÚ: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LAS EMPRESAS MINERAS COMPARADAS CON INGRESOS TRIBUTARIOS Y RENTAS MINERAS TOTALES.....	78
GRÁFICO A.6	PERÚ: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS	79
GRÁFICO A.7	PERÚ: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS	79
GRÁFICO A.8	PERÚ: STOCKS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA.....	81
GRÁFICO A.9	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA A LARGO PLAZO (2000-2009)	84
GRÁFICO A.10	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: REGALÍAS MINERAS, IUE Y IRUE (2000-2009)	84
GRÁFICO A.11	COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LAS EMPRESAS MINERAS COMPARADAS CON LAS RENTAS MINERAS TOTALES.....	86
GRÁFICO A.12	COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS.....	86
GRÁFICO A.13	COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS.....	87

GRÁFICO A.14	COLOMBIA: FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA.....	88
GRÁFICO A.15	GUATEMALA: RENTAS MINERAS Y TOTAL DE EXPORTACIONES DE MINERALES	89
GRÁFICO A.16	GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LA MINA DE ORO Y PLATA MARLIN COMPARADAS CON RENTAS MINERAS TOTALES.....	91
GRÁFICO A.17	GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LA MINA DE ORO Y PLATA MARLIN	92
GRÁFICO A.18	GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LA MINA DE ORO Y PLATA MARLIN	92
GRÁFICO A.19	HONDURAS: REGALÍAS PAGADAS POR LAS EMPRESAS MINERAS.....	95
GRÁFICO A.20	HONDURAS: TRIBUTACIÓN Y REGALÍAS MINERAS COMPARADOS CON LAS RENTAS MINERAS TOTALES	95
GRÁFICO A.21	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL Y ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN EN PAÍSES SELECCIONADOS	97
GRÁFICO A.22	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE CORTES DE CRUDO Y ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN EN PAÍSES SELECCIONADOS	97
GRÁFICO A.23	DESEMPEÑO DE AMÉRICA LATINA EN PRINCIPALES VARIABLES	98
GRÁFICO A.24	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: APORTES FISCALES PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS, INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTA ESTIMADA DEL SECTOR HIDROCARBUROS	98
GRÁFICO A.25	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL).....	99
GRÁFICO A.26	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: APORTES (TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS) PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS	99
GRÁFICO A.27	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	100
GRÁFICO A.28	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	100
GRÁFICO A.29	BRASIL: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)	102
GRÁFICO A.30	BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PETROBRAS) COMPARADAS CON LAS RENTAS DE HIDROCARBUROS	102
GRÁFICO A.31	BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS COMPARADAS CON EL TOTAL DE INGRESOS DEL GOBIERNO GENERAL	103
GRÁFICO A.32	BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	103
GRÁFICO A.33	BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	104
GRÁFICO A.34	COLOMBIA: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL).....	104
GRÁFICO A.35	COLOMBIA: APORTES FISCALES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	105
GRÁFICO A.36	COLOMBIA: APORTES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTAS DE HIDROCARBUROS	105
GRÁFICO A.37	COLOMBIA: APORTES FISCALES PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS	106
GRÁFICO A.38	COLOMBIA: APORTES PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS	106
GRÁFICO A.39	ECUADOR: RENTAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)	108
GRÁFICO A.40	ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS, INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTAS DE HIDROCARBUROS	108
GRÁFICO A.41	ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	109
GRÁFICO A.42	ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	109
GRÁFICO A.43	MÉXICO: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL).....	111
GRÁFICO A.44	MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PEMEX Y OTRAS CONTRIBUCIONES PETROLERAS) COMPARADAS CON LAS RENTAS PETROLERAS Y DE GAS NATURAL	112
GRÁFICO A.45	MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PEMEX Y OTRAS CONTRIBUCIONES PETROLERAS) COMPARADAS CON LAS RENTAS DE HIDROCARBUROS Y EL TOTAL DE INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO	112
GRÁFICO A.46	MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS.....	113

GRÁFICO A.47	MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PEMEX Y OTRAS CONTRIBUCIONES PETROLERAS).....	113
GRÁFICO A.48	PERÚ: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)	114
GRÁFICO A.49	PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS COMPARADAS CON LA RENTA ESTIMADA DEL SECTOR.....	115
GRÁFICO A.50	PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS COMPARADOS CON EL TOTAL DE INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO	115
GRÁFICO A.51	PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS	116
GRÁFICO A.52	PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS	116
GRÁFICO A.53	REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: RENTAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL).....	118
GRÁFICO A.54	REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: APORTES (TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS) PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS	118
GRÁFICO A.55	REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTAS DE HIDROCARBUROS	119
GRÁFICO A.56	REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	119
GRÁFICO A.57	REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS	120

Introducción

A partir del año 2003, el valor de las exportaciones de los sectores primarios en América Latina y el Caribe han experimentado un auge inédito debido al creciente precio internacional de los metales, el crudo y otros “*commodities*”, los cuales alcanzaron máximos históricos en 2007. El período de auge en la demanda internacional por los bienes primarios que exporta la región (minerales, hidrocarburos, soja y otros “*commodities*” agrícolas) ha sido fundamental en la mejora del desempeño macroeconómico y de la posición fiscal de los países exportadores de la región desde 2003.

Durante la última coyuntura 2009-2010 por la crisis financiera global, América Latina y el Caribe demostró los beneficios de contar con la capacidad de desplegar políticas anti-cíclicas que evitaron el impacto de la crisis internacional, con base en el manejo de los ahorros fiscales captados durante el auge de precios previos a la crisis del 2008. Existe una amplia literatura relacionada con el manejo macroeconómico de los flujos de rentas extraordinarias por explotación de recursos naturales para evitar sus efectos negativos sobre el tipo de cambio y el resto del aparato productivo, la llamada enfermedad holandesa. Esta literatura enfatiza la importancia de institucionalizar el empleo de fondos de estabilización, fondos de inversión, reglas macro-fiscales, acumulación de reservas, entre otros mecanismos de ahorro para lograr atenuar los efectos nocivos de la apreciación cambiaria sobre el resto de la economía en los períodos de auge como el actual. Así como mecanismos de ahorro de largo plazo que den a los países la holgura fiscal necesaria para mitigar el impacto macroeconómico en los períodos precios de bajos, y sostener el crecimiento económico más allá de la bonanza del ciclo de precios.

En lo que se refiere a la explotación de recursos no-renovables, la literatura económica enfatiza el imperativo de largo plazo que enfrentan los países de convertir este capital natural no-renovable en otras formas de capital perdurable (ej. capital humano, infraestructura productiva etc.) que puedan sostener el ingreso nacional y el proceso de desarrollo más allá del ciclo de vida de los recursos¹.

Históricamente los países de América Latina y el Caribe han tenido dificultades para lograr traducir los períodos de bonanza exportadora de sus recursos naturales (tanto en minería, hidrocarburos, y agroindustria) en procesos de desarrollo económico de largo plazo, con niveles de crecimiento económico estables que permitan reducir drásticamente la pobreza y elevar el ingreso per cápita.

A corto y mediano plazo, los países de la región enfrentan nuevamente el reto de captar e invertir eficientemente las rentas extraordinarias del actual ciclo de precios actual para lograr sus metas de desarrollo. Ello exige a los Estados lograr los consensos políticos necesarios para acometer con éxito por lo menos las siguientes tareas:

- Lograr mayor progresividad en la participación del Estado en las rentas por explotación de recursos naturales, particularmente en los ciclos de auge de precio persistentes como el actual. El logro de este objetivo puede implicar actualizaciones al marco tributario aplicado a estos sectores para aumentar su progresividad²; así como mayor coordinación entre los países de la región en su tratamiento de la inversión en estos sectores para evitar la competencia fiscal que actúa en sentido contrario reduciendo el margen de los Estados para capturar un mayor porcentaje de la riqueza generada por la explotación de sus recursos.
- Desarrollar mecanismos institucionales que aseguren una inversión pública eficiente de las rentas generadas de la extracción de recursos naturales hacia inversiones específicas en educación, salud, infraestructura, e innovación y desarrollo tecnológico. Así como el manejo de los dilemas de economía política implícitos en la distribución e inversión pública de las rentas de recursos naturales entre grupos sociales y entre distintos niveles de gobierno.
- Desarrollar la capacidad institucional necesaria para la gestión pública de los conflictos socio-ambientales que surgen en el desarrollo de los sectores de explotación de recursos naturales. En la mayoría de los países de la región se ha manifestado una multiplicación y judicialización creciente de conflictos asociados al desarrollo de proyectos e infraestructura energética, minera y de transporte (entre otras) necesaria para el desarrollo de los sectores de recursos naturales. Esta tendencia ha hecho evidente la carencia de políticas de Estado, capacidad institucional y mecanismos expeditos de compensación y resolución de conflictos, que logren conciliar las legítimas demandas sociales de los grupos afectados, con el desarrollo económico de los recursos que constituyen las principales ventajas comparativas de la región en el comercio internacional.

Dentro de esta amplia agenda el presente documento se enfoca en examinar la siguiente pregunta de investigación: Cómo ha evolucionado la captación de rentas de los sectores de recursos naturales no-renovables por los países de la región durante el último período de auge de precios, en comparación con el período anterior? Específicamente el documento revisa cómo ha evolucionado la participación de los Estados en las rentas económicas del sector minero y del sector hidrocarburos durante el último período

¹ Esta es la llamada Regla de Harwick, o criterio de sustentabilidad basado en la sustitución del “stock” decreciente de capital natural no-renovable a medida que avanza su explotación, por otras formas de capital perdurable en el largo plazo (ej. Acumulación de capital humano, aumento en el “stock” de bienes de capital industria, infraestructura etc.) para lograr mantener la capacidad productiva del país más allá del ciclo de vida de los recursos agotables explotados en el presente.

² El término progresividad aquí hace referencia a una participación Estatal proporcionalmente mayor durante los ciclos de auge de precio donde estos sectores generan rentas extraordinarias. Reconociendo las dificultades para operacionalizar el concepto de renta extraordinaria, la misma puede entenderse como aquellas ganancias acumulativas que claramente superan la tasa de retorno que normalmente, en la práctica internacional, exige la industria para realizar inversiones en proyectos de explotación de estos sectores. Una vez alcanzadas estas tasas de retorno existe justificación teórica para que los Estados entren a tasar las rentas extraordinarias generadas, sin afectar la dinámica de inversión y el retorno normal a las inversiones de capital realizadas para la explotación de estos sectores.

de auge 2003-2010, en contraste con el desempeño del período precedente 1990-2003 en estos sectores. El porcentaje de participación logrado por los Estados de la renta económica total de estos sectores, y su comparación internacional, es un indicador de la efectividad de los marcos institucionales actuales para lograr la apropiación pública de riqueza derivada de las actividades extractivas. Esta información puede informar la discusión sobre la primera tarea entre las tres señaladas arriba.

A. El ciclo de auge 2003 – 2011 en el precio internacional de los metales, el crudo y otras materias primas

El ciclo de auge actual en el precio internacional de los metales, el crudo y otros bienes primarios está determinado, entre otros factores, por el sostenido incremento en la demanda global de estos bienes a raíz del acelerado crecimiento económico registrado en los países asiáticos durante la última década. En particular la demanda global se ha visto incrementada por el extraordinario crecimiento económico de China desde los 1990s, y reforzada a partir del 2000 por los procesos de crecimiento de India y otras economías emergentes.

La demanda de metales como hierro, cobre y aluminio, entre otros minerales de exportación, está asociada al crecimiento de los sectores de construcción, infraestructura y manufactura (ej. acero, conductores eléctricos, metales industriales, etc.); todos ellos sectores en rápida expansión en el marco del proceso de aceleración del desarrollo económico que han experimentado las grandes economías asiáticas durante la última década. La rapidez del crecimiento económico experimentado por estas economías también ha contribuido a empujar la demanda global de petróleo crudo y otros bienes primarios.

La prospectiva económica de diversos organismos internacionales apunta a que las grandes economías emergentes en Asia continuarán su proceso de crecimiento durante la presente década, con China experimentando tasas de crecimiento más moderadas, y otros países como India e Indonesia manteniendo o aumentando su actual ritmo de expansión³. Cabe esperar, dada la inercia de los procesos de desarrollo económico en curso en Asia y otras regiones emergentes, que continúe el empuje sobre la demanda mundial de bienes primarios durante la presente década; y por tanto se refleje también en la prolongación del actual ciclo favorable del precio internacional de los metales, petróleo y otras exportaciones primarias de la región a mediano plazo.

El hecho de que el precio de los metales y del crudo se hayan mantenido en niveles históricamente altos, o evidenciado una rápida recuperación tras su corrección a la baja durante la crisis financiera subprime del 2008-2009, y la crisis deuda europea en 2011, apunta a la persistencia del actual ciclo de precios, al menos en el mediano plazo. En términos reales el nivel de precio de los metales y el crudo durante 2009-2011 continúa siendo altamente favorable en comparación a los niveles de precio promedio en los últimos veinticinco años. Ver gráfico 1 a continuación.

B. Participación Estatal en la renta de los sectores extractivos

Los recursos provenientes de la explotación de productos primarios (minería, hidrocarburos y exportaciones agrícolas) en aquellos países especializados en estos bienes, se han incrementado en términos del PIB en todos los países respecto del trienio 1990-1992 y, en especial, respecto de los primeros años de la década del 2000 (1999-2001), cuando todos los países analizados registraron valores mínimos para este tipo de ingresos fiscales (gráfico 2). Este comportamiento de los ingresos fiscales tiene su correlato en la evolución que han tenido los índices de precio de estos productos primarios durante el mismo período⁴.

³ Véase proyecciones económicas de Banco Mundial y Fondo Monetario Internacional.

⁴ División de Desarrollo Económico (DDE) contribución al documento del período de sesiones 2012, sección 4.5 (publicación en preparación).

GRÁFICO 1 ÍNDICE DE PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS 2003-2011

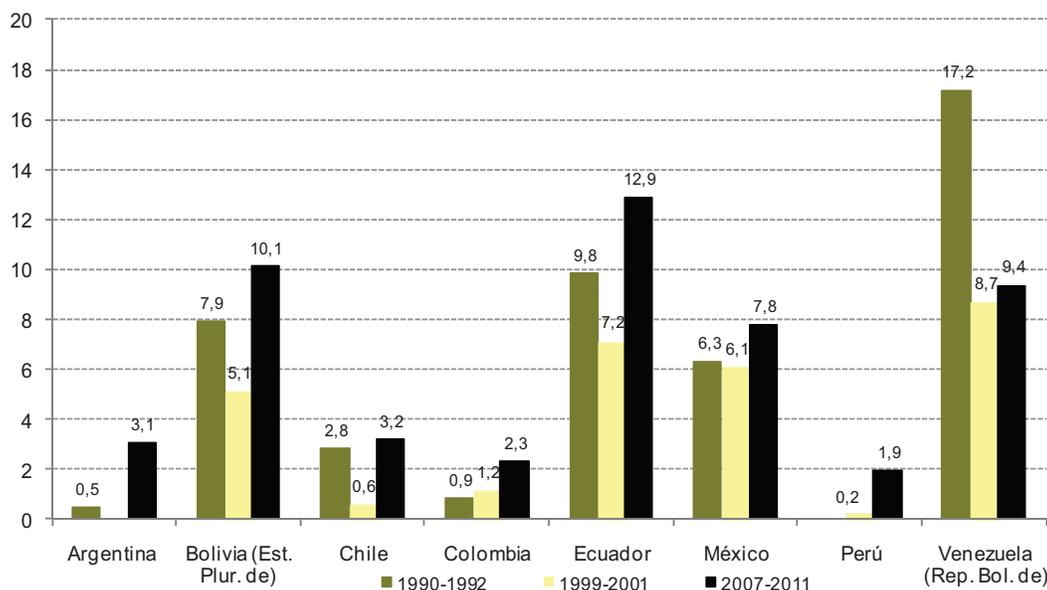
(Índice enero de 2008 = 1)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Desarrollo Productivo y Empresarial (DDPE), sobre la base de información del Fondo Monetario Internacional.

GRÁFICO 2 INGRESOS FISCALES PROVENIENTES DE PRODUCTOS PRIMARIOS

(Porcentajes del PIB)



Fuente: CEPAL - División de Desarrollo Económico (DDE) sobre la base de datos de CEPAL.

Nota: Las cifras de 2011 son estimaciones. En Chile no se incluye tributación a la minería privada.

El acelerado crecimiento internacional de los precios de los productos básicos en la última década también motivó a los gobiernos a fortalecer la tributación para apropiarse de mayores recursos. Por ejemplo, Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile y Venezuela (República Bolivariana de) crearon nuevos impuestos sobre la comercialización de estos productos. Argentina, aprovechando la mayor

rentabilidad relativa que obtuvieron los sectores exportadores de productos naturales a partir de la devaluación posterior al régimen de convertibilidad, decidió generar ingresos fiscales por concepto de derechos de exportación de productos primarios.

En los países que poseen importantes dotaciones de recursos no renovables (gas, petróleo, minerales) la forma más directa en la que los gobiernos se apropian de los ingresos por la exportación de productos básicos y los transforman en recursos fiscales ha sido mediante su participación en la explotación, ya sea a través de empresas públicas o teniendo participación accionaria. Por otra parte, los gobiernos cuentan con diversos mecanismos de apropiación como el uso de regalías, habitualmente basadas en la producción, que permiten asegurar un pago mínimo por los recursos. En muchos casos se aplica el tradicional impuesto a la renta con alícuotas diferenciales sobre las empresas dedicadas a la explotación de recursos no renovables⁵. Ver cuadro 1 a continuación.

La magnitud y persistencia del último ciclo de precios de los bienes primarios, ha motivado creciente atención política sobre el grado de progresividad de la participación de los Estados en las rentas de los sectores exportadores de estos bienes. Se entiende aquí progresividad, en un sentido general, como una participación estatal proporcionalmente mayor en las rentas de estos sectores en aquellos períodos de mayor renta relativa durante los ciclos de auge de precio.

En general, y en contraste con la práctica común en el sector petrolero, los regímenes fiscales del sector minero en los países de América Latina y el Caribe han sido más lentos en incorporar instrumentos fiscales orientados a asegurar la participación progresiva del Estado en las utilidades extraordinarias. Se trata aquellos instrumentos que aseguran una participación estatal progresivamente mayor una vez que los proyectos recuperan sus costos hundidos de exploración e inversión de capital, y alcanzan (y superan) umbrales crecientes en sus tasas de retorno.

En el sector petrolero es común el contrato de riesgo compartido (PSC o *risk sharing contract*), entre otros tipos de contratos, que incorporan una escala creciente de participación del Estado en las utilidades a medida que el proyecto alcanza crecientes tasas de retorno⁶. La incorporación de este tipo de concepto en el tratamiento fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe es todavía muy incipiente. Quizás la única excepción en la región sea el contrato del proyecto Pueblo Viejo, firmado entre el Gobierno de la República Dominicana y Barrick Gold Corporation. Este contrato incorpora la condición de que una vez el proyecto haya alcanzado la tasa interna de retorno de 10%, el Estado entra a participar con un 28,75% en la utilidad neta. En combinación con la regalía de 3,2%, e impuesto sobre la renta del 25%, este instrumento aproximaría la participación del Estado Dominicano en los flujos netos del proyecto a casi un 50%⁷.

⁵ División de Desarrollo Económico (DDE) contribución al documento del período de sesiones de CEPAL 2012, sección 4.5 (publicación en preparación).

⁶ Ver FMI (2010) *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*. Philip Daniel, M. Keen, C. McPherson eds. Capítulo 4, pp. 105-115 con mención a los instrumentos aplicados por el Reino Unido, Estados Unidos, Venezuela, Bolivia y Ecuador sobre las rentas extraordinarias del sector petrolero a partir del 2002; y el ejemplo de escala progresiva de participación en utilidades con base en TIR aplicado en Angola y otros países desde 1991.

⁷ Se trata del Contrato Especial de Derechos Mineros (CEAM) de Pueblo Viejo, enmendado y ratificado en 2009 por ambas Cámaras del Congreso de la República Dominicana. Para mayor detalle ver CEPAL (2010), *La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe 2010*, capítulo II página 83. CEPAL LC/G.0000-P, Mayo 2010. En general existen distintas combinaciones de instrumentos fiscales que aproximen un impuesto eficiente sobre las rentas generadas en la exportación de recursos naturales (resource rent taxes), asegurando su participación progresiva y cumulativa en los beneficios generados en los ciclos de bonanza.

CUADRO 1
AMÉRICA LATINA (8 PAÍSES): CARACTERÍSTICAS DE LOS RÉGIMENES TRIBUTARIOS APLICADOS A LA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
(Porcentajes)

País y producto	Regalías (alícuotas)	Impuesto sobre los ingresos (alícuotas)	Impuestos sobre las utilidades (alícuotas)	Otros tributos	Participación pública
Argentina	0-3%	35%		Retenciones a las exportaciones (25%-45%-100%)	
Bolivia (Estado Plurinacional de) (hidrocarburos)	Regalías departamentales: 11%. regalías nacionales compensatorias: 1% Regalías Nacionales (Tesoro Nacional): 6%	Impuesto directo a los hidrocarburos (IDH): 32% sobre la producción de hidrocarburos	Impuesto sobre las utilidades de las Empresas (IUE): 25% y 12,5% para las remesas al exterior. Impuesto adicional (surtas): 25% sobre las utilidades extraordinarias. Este impuesto fue abrogado en 2007 y sustituido por participación de YPF en los nuevos contratos de operación	Impuesto especial a los hidrocarburos y derivados (IEHD) Impuesto sobre la comercialización de combustibles (downstream) Impuesto complementario a la minería (ICM)	Sí
Chile (cobre)		Impuesto sobre los ingresos de primera categoría (sobre utilidades percibidas o devengadas): 17% (2010), temporalmente y debido al terremoto de 2010: 20% (2011) y 18,5%	Impuesto adicional sobre remesas de utilidades: 35% y 4% sobre remesas de intereses. Para empresas públicas: impuesto especial del 40% sobre las utilidades generadas	Impuesto específico a la actividad minera: si las ventas anuales > 12 000 y < 50 000 toneladas métricas de cobre fino: tasa progresiva que varía entre 0,5% y 4,5%	Sí
Colombia (petróleo)	8-25%	33%	Impuesto sobre las remesas de utilidades: 7%	Transporte Oleoductos	Sí
Ecuador (petróleo)	25% (a partir de 2010, anteriormente 12,5-18,5%)	25%	Utilidades distribuidas: 25%. Utilidades reinvertidas en maquinaria y nuevo equipo: 15%	Impuesto sobre el ingreso extraordinario a las compañías con contratos con el Estado: 70%	Sí
México (petróleo)		Impuesto sobre los ingresos: 28% Impuesto de tasa única a las empresas: 17,5% Impuesto al ingreso de PEMEX: 30%	7,7%	Impuesto especial sobre producción y Sí servicios (IEPS)	
Perú	1-3%	30%			
Trinidad y Tabago (petróleo)	10% sobre ventas "onshore" y 12,5% sobre ventas "offshore" Impuesto adicional sobre ventas de petróleo crudo (la tasa varía con el precio del petróleo)		Impuesto sobre las utilidades 35-42% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo Impuesto de desempleo: 5% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo		
Venezuela (República Bolivariana) (petróleo)	30%	Impuesto sobre la renta petrolera (ISLR): 50%	No	Impuesto sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos: * Si el precio del petróleo supera los 70 USD: 80% sobre la diferencia * Si el precio del petróleo se sitúa entre 90 y 100 USD: 90% * Si el precio del petróleo supera los 100 USD: 95%	Sí

Fuente: CEPAL – División de Desarrollo Económico (DDE), sobre la base de Jiménez y Brosio (2010) y cifras oficiales.

C. Gobernanza de los sectores de recursos naturales en América Latina y el Caribe

La “gobernanza” de los Recursos Naturales comprende el conjunto de políticas soberanas de los países sobre la propiedad, apropiación y distribución de los recursos naturales, para maximizar su contribución al desarrollo con criterios de sustentabilidad. Indudablemente esto comprende un conjunto amplio de desafíos de política y capacidad de gestión pública. Un tema pendiente en la región es revisar y fortalecer la institucionalidad, marcos regulatorios e instrumentos que permitan maximizar la contribución de los sectores de Recursos Naturales al desarrollo regional. Incluido el manejo de las rentas públicas derivadas de la explotación de recursos naturales que son apropiadas por el Estado a través del régimen tributario; y su distribución entre actores y niveles de gobierno. Así como la creación de los mecanismos que permitan asegurar la inversión eficiente de estas rentas públicas para lograr las bases de un proceso de desarrollo sostenible.

Los Estados cuentan con varios instrumentos para incidir sobre los sectores de recursos naturales, entre ellos:

- Legislación y regulación específica a los sectores de recursos naturales.
- Planificación y formulación de políticas sectoriales, regímenes tributarios específicos, regímenes de concesiones y de participación público/privados en la inversión y desarrollo de los recursos naturales.
- Creación de institucionalidad específica a los objetivos regulatorios, de fiscalización y distribución de los ingresos públicos derivados de la explotación de recursos naturales entre niveles de gobierno.
- Participación directa del Estado en el desarrollo de los recursos a través de empresas públicas, asociaciones y contratos.
- Gestión pública y mecanismos de resolución de los conflictos socio-ambientales en sectores extractivos.
- Creación de fondos públicos de ahorro e inversión de destino específico (por ejemplo dirigidos a inversión en educación, innovación y desarrollo), y fondos de estabilización macro-fiscal; para apoyar el manejo macroeconómico anticíclico frente a los ciclos en el precio de internacional de los recursos naturales exportados.

Atender los desafíos que plantea la “gobernanza” de los sectores de Recursos Naturales involucra aspectos regulatorios, fiscales y de manejo macroeconómico, planificación estratégica, formulación e implementación de políticas públicas, gestión de conflictos socio-ambientales, entre otras funciones de gobierno; que demandan innovación institucional y fortalecimiento de la capacidad de gestión pública para maximizar el beneficio social producto de la explotación de estos recursos.

Reconociendo la amplitud inherente a esta agenda de “gobernanza” de los sectores de recursos naturales que enfrentan los países de América Latina y el Caribe, el presente documento se enfoca exclusivamente en examinar: **la participación de los Estados en la renta económica de los sectores de recursos no-renovables, minería e hidrocarburos, durante la última década caracterizada por el inicio del ciclo de auge de precios en 2003-2004 y que continúa hasta la fecha.**

Se busca responder las siguientes preguntas de investigación: a) Qué grado de participación han logrado los Estados de la región en la captación de las rentas generadas por los sectores minero e hidrocarburos durante el actual ciclo de precios?; y b) Cómo se compara dicha participación frente a la lograda en períodos previos al inicio del ciclo actual.

Resumen de principales resultados

A. Participación de los Estados en la renta económica de los sectores extractivos

A raíz del ciclo favorable iniciado en 2003, la renta económica asociada a las exportaciones del sector minero e hidrocarburos ha experimentado un aumento extraordinario⁸. La renta económica por tonelada de mineral o barril de crudo exportado (precio internacional – costo de producción unitario en boca de mina, o boca de pozo)⁹ ha crecido sostenidamente dado que la magnitud del aumento del precio internacional durante este período, ha sobrepasado con creces el aumento de los costos de producción registrado durante el período 2003-2011.

⁸ La estimación de renta económica total para estos sectores es publicada anualmente por el Banco Mundial en su base estadística World Development Indicators (WDI). Las estadísticas utilizadas son las siguientes (en su denominación en inglés): Mineral rent (% GDP), Oil rent (% GDP), Natural Gas rent (% GDP). World Development Indicators database. World Bank 2011.

Por ejemplo el Banco Mundial estima Oil Rent (% GDP) y Natural Gas Rent (%GDP) como el valor de la producción a precio internacional menos los costos de producción hasta boca de pozo, utilizando costos unitarios de producción estimados por país. Mineral Rent (%GDP), o renta minera (% PIB) por país, se estima como el valor de la producción a precio internacional menos los costos de producción hasta boca de mina (costos de extracción en boca de mina, costos de concentración/refinación en caso de exportación de concentrados/refinados, costo de oportunidad del capital en la operación de extracción hasta boca de mina), para una canasta de 10 minerales: estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfato.

⁹ La renta económica “pura” del recurso mineral es la diferencia entre el valor de la producción a precio internacional y el costo de producción del mineral en boca de mina. Para medir esta renta económica el costo de producción relevante es el costo de extracción del mineral hasta boca de mina, incluido el costo de oportunidad del capital invertido en la operación de extracción. Para cada tipo de mineral exportado es posible estimar una renta económica unitaria = (precio internacional – costo de producción promedio hasta boca de mina) por Tonelada de mineral exportado. La renta económica del sector minero como un todo, se estima agregando las rentas unitarias para toda la producción y tipos de minerales exportados.

En la práctica hay minerales como el cobre, donde casi todo el comercio es en concentrados de cobre, y la operación de concentración está integrada en boca de mina. En estos casos la práctica es medir la renta económica sobre el concentrado, y por tanto el costo de producción relevante debe incluir también el costo de la operación de concentración.

Durante el período 2004-2009 la renta económica del sector minero como porcentaje del PIB en América Latina y el Caribe llegó casi a cuadruplicarse, en relación al promedio prevaleciente durante el período 1990-2003, pasando de 0,54% a 2,08% del PIB regional entre ambos períodos¹⁰. Es a partir de esta renta económica del sector que se derivan: a) los pagos fiscales percibidos por el Estado por concepto de impuestos, regalías y otros tributos; b) la utilidad privada de las empresas extractivas; y c) el pago de los factores de producción utilizados más allá de la etapa de extracción, que en su mayoría consiste de pagos laborales a empleados de las empresas extractivas¹¹.

Desde el punto de vista del Estado, resulta clave asegurar una participación adecuada en el significativo aumento que han registrado las rentas económicas de los sectores extractivos durante el presente ciclo de precios¹²; y lograrlo además sin perjudicar el dinamismo de inversión que vienen registrando estos sectores. Este dilema de política cobra especial importancia frente a la prospectiva de que el ciclo de auge actual en el precio internacional de los minerales se prolongue a mediano plazo durante la presente década.

El presente documento revisa la participación estatal en la renta económica del sector minero e hidrocarburos separadamente, a través de los aportes que estos sectores han hecho a los ingresos fiscales por concepto de pago de impuestos, regalías y otras participaciones estatales durante el período 1990-2010. Como medida de la participación del Estado, estos aportes fiscales se expresan como porcentaje de la renta económica total generada por estos sectores que publica el Banco Mundial anualmente por país. De este modo se produce un estimado del porcentaje que lograron apropiarse los Estados de la renta económica total de cada sector.

El Capítulo I examina el sector minero. Se inicia con un panorama regional del sector destacando las principales tendencias durante la última década en cuanto a producción, evolución de reservas, y la dinámica de inversión observada. El porcentaje de participación Estatal en la renta minera se estima para un grupo de países seleccionados (Bolivia, Chile, Colombia, Guatemala, Honduras, Perú), contrastando el período 2004-2009 (correspondiente al ciclo de auge en el precio internacional de los metales), con el período previo 1990-2003 (correspondiente al ciclo anterior). Los principales resultados encontrados se destacan a continuación y en el cuadro a continuación¹³:

- El aporte fiscal promedio del sector minero, como porcentaje de los ingresos fiscales totales, aumenta durante el período 2004-2009 en relación al período previo a 2004 en todos los países examinados. Este aporte se triplica en Bolivia (pasa de 1% a 3,7% de los ingresos fiscales totales), se multiplica por cuatro en Chile y Perú (pasando de 8,2% a 37,5% en Chile; y de 2,9% a 14,2% en Perú), y se multiplica por diez en Honduras (pasa de 0,05% a 0,5%). Ver columnas 4 y 5 del cuadro 2 a continuación.
- Sin embargo los ingresos fiscales que logra apropiarse Honduras por concepto de minería, sólo representan 10% de la renta económica estimada del sector; y 12,2% en el caso de Guatemala durante el mismo período 2004-2009. Es decir, aún cuando los ingresos fiscales por concepto de impuestos y regalías pagados por el sector minero en estos países aumentan significativamente (ver punto anterior), como porcentaje de la renta económica del sector, esta participación estatal está por debajo del promedio regional y también por debajo de otros “benchmarks” internacionales utilizados como referencia (ver punto a continuación).

¹⁰ Estimación propia basada en las estadísticas de renta minera (% PIB) publicadas por el Banco Mundial para los distintos países (World Development Indicators, Database 2011). Ver en Capítulo I del presente estudio, el cuadro “Importancia del sector de minas y canteras para las economías de América Latina y el Caribe” donde se presentan estos indicadores para cada país y la región en su conjunto, para los períodos 1990-2003 y el último quinquenio 2004-2009 para el cual se disponen datos.

¹¹ Estrictamente la utilidad privada sería el remanente de renta económica apropiada, tras el pago de los impuestos y otras obligaciones fiscales en cada país, y el pago de los factores de producción empleados en las etapas posteriores a la extracción hasta boca de mina, o boca de pozo (ej. empleados, gastos de venta, por ejemplo el transporte del mineral/crudo/gas a los puertos del embarque, etc.).

¹² En la mayoría de los países es el Estado, por Ley, el propietario del recurso mineral extraído.

¹³ Ver capítulo I, tabla 4 con resultados detallados y su análisis.

- En los principales países mineros de la región Chile y Perú, como también Bolivia y Colombia logran apropiarse vía ingresos fiscales y participación directa, aproximadamente entre un 30-35% de la renta económica estimada del sector; porcentaje similar al de países mineros de la OCDE como Australia (26%) y Canadá (38%), y cercano al nivel de referencia de 33% estimado a partir de los datos de pagos fiscales realizados a nivel global para una muestra de las 10 transnacionales mineras de mayor tamaño entre 2005-2010¹⁴. Ver columnas 1 y 2 del cuadro 2 a continuación.
- En el caso de Chile resulta fundamental el aporte fiscal de la empresa estatal CODELCO (22,1%) para alcanzar el porcentaje de apropiación (35,7%) logrado durante el período 2004-2009 sobre la renta económica estimada del sector. El aporte fiscal de la minería privada en Chile (GMP-10, en el cuadro abajo representa las 10 mayores mineras privadas) es aproximadamente la mitad del aporte de la empresa estatal CODELCO, y representó poco menos que un tercio (11,1%) del porcentaje de apropiación estatal logrado (35,7%) sobre la renta económica estimada para el sector.
- La contribución fiscal de CODELCO en relación a la minería privada es aún más significativa, si se considera que la empresa estatal es responsable solo por un tercio (31,2%) de la producción de cobre del país¹⁵, mientras que el resto de la producción corresponde a empresas privadas. Es decir aproximadamente un tercio de la producción de cobre en manos de CODELCO aporta casi dos tercios de la participación estatal lograda en la renta económica del sector.
- Durante el período previo a 2004 en todos los países analizados el porcentaje de participación estatal en la renta económica del sector minero, en promedio, se encuentra por debajo de 25%, con la excepción de Colombia.
- En todos los países analizados las regalías o “royalty” aplicado al sector minero representa una contribución marginal del aporte fiscal total del sector. El principal instrumento de captación de ingresos fiscales en el sector minero es el impuesto a la utilidad corporativa declarada por las empresas mineras en los países.

**CUADRO 2
PARTICIPACIÓN ESTATAL COMO PORCENTAJE DE LA RENTA ECONÓMICA
ESTIMADA DEL SECTOR MINERO, Y COMO PORCENTAJE EN LOS
INGRESOS FISCALES TOTALES**

País	Participación Estatal (%) como porcentaje de la renta económica del sector minero (promedio anual por período)			Aporte fiscal minería (%) como porcentaje del total de ingresos fiscales (promedio anual por período)		
	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período
Bolivia (Estado Plurinacional de) (datos CEPAL)	(^a)	39,8		1,0	3,7	3,1
Bolivia (Estado Plurinacional de) (datos PIEB)			57,7			2,2
Bolivia (Estado Plurinacional de) (sin COMIBOL, datos PIEB)			34,6			1,3

(continúa)

¹⁴ Datos agregados de pagos tributarios realizados por el conjunto de las 10 transnacionales mineras más grandes a nivel internacional fueron suministrados por la empresa auditora PricewaterhouseCoopers, y se encuentran publicados en forma agregada en el reporte: PwC Mine 2011: the game has changed. Disponible a través de Tim Goldsmith, PwC Global Mining Leader, www.pwc.com/mining.

¹⁵ CODELCO produce el 31.2% del cobre fino en Chile. Ver Tabla 2.2 Anuario 2010. COCHILCO (Comisión Chilena del Cobre).

Cuadro 2 (conclusión)

País	Participación Estatal (%) como porcentaje de la renta económica del sector minero (promedio anual por período)			Aporte fiscal minería (%) como porcentaje del total de ingresos fiscales (promedio anual por período)		
	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período
Chile (cobre, GMP-10+CODELCO)	21,8	35,7	32,1	8,2	37,5	23,0
Chile (CODELCO incluido dividendos)	17,9	22,1	21,0	6,7	23,2	15,0
Chile (sólo minería privada GMP-10 + impuesto específico o "royalty")	3,9	13,6	11,1	1,5	14,3	8,0
Colombia	36,9	37,1		1,9		
Guatemala		12,2			0,4	
Honduras	10,2	10,0	10,1	0,05	0,5	0,4
Perú	(^a)	27,4	30,0	2,9	14,2	10,1
Australia (minería metálica)	17,9	26,1	20,2			
Canadá			38,6			
10 mayores trasnacionales mineras Impuestos pagados internacionalmente (% renta bruta)		33,6	33,2			

Fuente: Elaborado sobre la base de datos de COMTRADE, Banco mundial y CEPAL. Calculado como el promedio de los porcentajes de participación anuales (utilizando precios nominales). Los datos PIEB para Bolivia (Estado Plurinacional de) se tomaron del estudio de Rolando Jordán (PIEB, 2010) Programa de Investigación Estratégica en Bolivia, La Paz, 2010.

Nota: COMIBOL: Corporación Minera Boliviana); CODELCO (Corporación Nacional del Cobre de Chile); GMP-10: Gran minería privada en Chile.

(^a) No se pudo calcular el porcentaje de participación en estos períodos por errores estadísticos. Ver Tabla 4 en Capítulo I para versión detallada.

CUADRO 3 PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA ACUMULADA DEL SECTOR MINERO EN CADA PERÍODO EN TÉRMINOS ABSOLUTOS

(Millones de USD del 2005)

País	Participación Estatal en el flujo de renta acumulada del sector minero en cada período (millones de USD del 2005)	
	Antes de 2004	2004-2009
Bolivia (Estado Plurinacional de) (renta sectorial acumulada) Millones USD		1 766
(monto percibido por el fisco) Millones USD		703
(monto percibido sin cánones de COMIBOL)		421
(% total percibido de renta sectorial)		39,8%
Chile (renta sectorial acumulada) Millones USD	50 715	145 748
(monto percibido por el fisco) Millones USD	11 056	52 045
(monto percibido por el fisco – solo CODELCO) Millones USD	9 048	32 184
(monto percibido por el fisco – solo minería privada GMP-10)	2 008	19 861
(monto percibido por concepto de royalty) Millones USD	0	1 882
(% total percibido de renta sectorial)	21,8%	35,7%
Colombia (renta sectorial acumulada) Millones USD	5 001	
(monto percibido por el fisco) Millones USD	1 845	
(% percibido de renta sectorial)	36,9%	

(continúa)

Cuadro 3 (conclusión)

País	Participación Estatal en el flujo de renta acumulada del sector minero en cada período (millones de USD del 2005)	
	Antes de 2004	2004-2009
Guatemala (renta sectorial acumulada) Millones USD		631
(monto percibido por el fisco)		77
(% percibido de renta sectorial)		12,2%
Honduras (renta sectorial acumulada) Millones USD	19,6	470
Honduras (monto percibido por el fisco) Millones USD	2	47
(% percibido de renta sectorial)	10,2%	10%
Perú (renta sectorial acumulada) Millones USD		43 434
Perú (monto percibido por el fisco) Millones USD		11 901
(% percibido de renta sectorial)		27,4%

Fuente: Elaborado sobre la base de datos Banco mundial, CEPAL y fuentes nacionales.

Estos resultados sugieren las siguientes lecciones normativas.

Para el conjunto de países pequeños de la región, con actividad minera incipiente (Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y República Dominicana) la multiplicación del PIB minero y de las rentas económicas del sector durante el período posterior a 2004, determinan un potencial creciente de recaudación fiscal no aprovechado; particularmente considerando los niveles relativamente bajos de participación en la renta estimada del sector detectados en Guatemala y Honduras.

Las participaciones relativas de la empresa estatal y la minería privada en los aportes fiscales del sector en Chile, sugieren que la estrategia de contar con una empresa estatal en el sector puede ser determinante para alcanzar mayores porcentajes de participación pública en la renta económica del sector; más allá de lo que pudiera lograrse con ajustes progresivos al régimen fiscal que siempre estarán acotados por la competencia fiscal entre países para atraer nueva inversión. El aporte fiscal que hace la empresa pública CODELCO a través del pago de impuestos corporativos y transferencia de dividendos o utilidad, permite al Estado Chileno captar aproximadamente dos tercios del total de sus ingresos fiscales del sector minero, a partir del control de aproximadamente un tercio de la producción total de cobre del país.

El hecho de que el principal instrumento de participación estatal sea el impuesto a las utilidades declaradas por las empresas mineras, resalta la relevancia para los gobiernos de contar con mecanismos independientes, e indicadores específicos, que transparenten la rentabilidad y costos del sector frente a los ciclos de precio. Esto constituye una materia pendiente en la mayoría de los países. El contar con una empresa estatal que pueda servir de testigo para transparentar rentabilidades y costos pudiera parcialmente llenar esta necesidad. Hasta ahora Chile es el único país de la región que cuenta con una empresa estatal minera de envergadura que pudiera cumplir esta función.

A continuación se resumen los principales resultados encontrados para el sector hidrocarburos.

El Capítulo II del documento trata el sector hidrocarburos. Ofrece un panorama regional del sector hidrocarburos destacando las principales tendencias observadas en cuanto a producción, consumo y reservas, y realiza el mismo análisis anterior de estimar la participación estatal como porcentaje de la renta económica del sector para el siguiente grupo de países: Brasil, Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, Ecuador, México, Perú, Venezuela (República Bolivariana de) y Noruega. Los principales resultados encontrados se destacan a continuación¹⁶:

¹⁶ Ver capítulo II, con resultados detallados y su análisis.

CUADRO 4
PARTICIPACIÓN DEL TOTAL DE APORTES FISCALES DE LOS HIDROCARBUROS

(En porcentajes sobre las rentas de hidrocarburos totales y de los ingresos fiscales totales)

	Participación Estatal (%) como porcentaje de la renta económica del sector Hidrocarburos <i>(promedio anual por período)^a</i>			Aporte fiscal Hidrocarburos (%) como porcentaje del total de ingresos fiscales <i>(promedio anual por período)^a</i>		
	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período 1990-2009	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período 1990-2009
Bolivia (Estado Plurinacional de)	42,7	33,9	38,6	11,5	27,4	19,4
Brasil	^b	90,3	^b	8,2	9,0	8,7
Colombia	23,6	30,2	25,6	9,4	14,2	11,0
Ecuador	58,4	38,4	52,4	30,7	29,4	30,3
México	^b	^b	^b	30,0	35,8	31,7
Perú	55,2	28,6	41,9	3,7	3,2	3,5
Venezuela (República Bolivariana de)	42,1	41,7	42,0	56,3	44,9	52,5
Noruega					31	

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos oficiales de cada país y Banco Mundial.

^a Calculado como el promedio de los valores anuales (utilizando precios nominales).

^b No se pudo calcular el porcentaje de participación en estos períodos por errores estadísticos. Específicamente porque el dato de aporte fiscal del sector hidrocarburos para Brasil y México incluye también otros impuestos correspondientes a otras etapas (downstream) distintas a la etapa de producción (upstream). En nuestra metodología la participación del Estado sobre la renta del sector solo debe incluir los impuestos de la etapa de producción (upstream).

Se observan los siguientes hechos estilizados:

- La participación estatal como porcentaje de la renta económica del sector hidrocarburos que logran los países es generalmente superior a la que logran en el sector minero. Es decir los países petroleros en general logran apropiar para el estado un porcentaje mayor de la renta económica sectorial que la que logran apropiar los países mineros. Esto es una regularidad a nivel internacional que pudiera refleja el mayor desarrollo relativo que han tenido los regímenes fiscales petroleros en el desarrollo de instrumentos fiscales, tipos contractuales, y participación directa en la producción a través de empresas estatales petroleras, en comparación con el sector minero¹⁷.
- Durante el período 2004-2009 la dependencia de los ingresos fiscales totales en los aportes del sector hidrocarburos en relación al período previo a 2004, se incrementó en Bolivia (de 11,5% a 27,4%), Brasil (8,2% a 9%), Colombia (9,4% a 14,2%) y México (30% a 35,8%). Manteniéndose prácticamente igual en Ecuador (30,7% a 29,4%) y Perú (3,7% a 3,2%), y disminuyendo en Venezuela (de 56,3% a 44,9%). Ver cuadro 4, columnas 4 y 5.
- En Bolivia el aporte fiscal promedio del sector hidrocarburos como porcentaje de los ingresos tributarios totales se incrementa en más del 100% entre el período 1990-2003 y el 2004-2009, pasando de 11,5% en promedio a 27,4% respectivamente. Este indicador está relacionado con el cambio en el régimen tributario aplicado al sector hidrocarburos - mediante la creación de un impuesto a la producción IDH y un mayor régimen de regalías- acompañado de mayores precios y volúmenes contractuales de exportación de gas natural con destino a Brasil y a la Argentina.

¹⁷ EITI (Extractive Industries Transparency Initiative), publica los pagos recibidos por gobiernos y pagos realizados por las industrias extractivas (minería, petróleo y gas) en los países miembros que voluntariamente se han sumado a esta organización. Una revisión de los datos publicados por EITI para 29 países miembros (19 en África, 4 en Asia, y el resto en Europa, Medio Oriente y Oceanía, siendo Perú es el único país miembro de EITI en la región) permite corroborar en general que los Estados logran captar mayor porcentaje de la renta económica total del sector hidrocarburos, que el porcentaje que logran captar de la renta económica total del sector minero.

- En Colombia el aporte fiscal del sector hidrocarburos sobre el total de ingresos fiscales se incrementa en cerca 50% entre el período 1990-2003 y el 2004-2009, pasando de 9,4% a 14,2% respectivamente. Estos indicadores son consistentes con el desarrollo que ha tenido el sector petrolero en ese país y la expansión de la producción de crudo durante los últimos años.
- Paradójicamente, el promedio 2004-2009 de los aportes fiscales del sector hidrocarburos como porcentaje de los ingresos fiscales totales no cambian mucho en relación al período 1990-2003 en estos exportadores, y tampoco en Brasil. Incluso en Ecuador, Perú y Venezuela se reduce levemente la participación del sector hidrocarburos en los ingresos fiscales totales durante 2004-2009, en relación al período 1990-2003.
- Los aportes fiscales del sector hidrocarburos como porcentaje de la renta económica estimada para el sector, oscilaron en un rango de 24%-58% durante el período previo a 2004, y en un rango de 30%-42% en el último período 2004-2009; para el conjunto de países con excepción de México y Brasil. Mientras que en Bolivia, Perú y en menor grado Ecuador, se observa que la participación, expresada como porcentaje de la renta económica total del sector, es menor durante el último período 2004-2010, en relación al período previo a 2004. Ver cuadro 4, columnas 1 y 2.
- Dado que el último periodo es un periodo de precios altos y de mayor renta de hidrocarburos como % del PIB, parecería que el régimen fiscal en los países observados exhibió características regresivas durante este último período. Es decir el “*government take*”, medido como ingresos fiscales por impuestos y regalías “*upstream*” percibidos como porcentaje de la renta económica estimada para todo el sector, se redujo a pesar de que en términos absolutos los ingresos fiscales aportados por estos conceptos aumentan en casi todos los países.
- En otras palabras el incremento acelerado en la renta económica del sector a partir de 2004, ha sido proporcionalmente mayor que el incremento en los aportes fiscales del sector. Si bien el aporte fiscal del sector en términos absolutos crece entre ambos períodos, este aporte expresado en términos relativos como porcentaje de la renta económica promedio del sector durante 2004-2010, resulta menor al promedio previo a 2004.
- Este comportamiento pudiera deberse a diversas causas, entre ellas al aumento en los costos de producción que determinaría que las utilidades de las empresas petroleras (sobre las que pagan el impuesto sobre la utilidad corporativa) no crecieran a la misma proporción que la renta económica estimada para el sector. La existencia de regalías fijas antes que escalonadas ó alícuotas impositivas inelásticas al precio (ó rentabilidad) puede ser otro factor que ocasiona entre otros que el tiempo de ajuste del régimen fiscal aplicado al sector sea mucho más lento ante variaciones en la renta económica del sector motivadas por el mercado.

B. Comparación de las dinámicas de participación del Estado en el sector hidrocarburos en contraste con el sector minero

Como se verá en detalle en los Capítulos I y II a continuación, existen importantes diferencias entre ambos sectores en el comportamiento de la inversión y reservas frente al aumento de precios internacionales. Contrariamente a lo ocurrido en el sector minero, donde el alza del precio internacional de los metales impulsó fuertemente las inversiones resultando en un aumento de las reservas comprobadas de los recursos mineros de América Latina y el Caribe, en el sector de los hidrocarburos el alza de precios no produjo un aumento de las reservas acorde al ritmo de producción.

En el sector hidrocarburos la relación reserva/producción de hidrocarburos cae a lo largo de la década, lo que pone en riesgo la posición exportadora neta de la región, con excepción de Venezuela. En el sector hidrocarburos los costos de inversión por un lado, y de operación y mantenimiento por otro, demuestran una clara tendencia al alza. Esta tendencia al aumento de costos por el lado de la oferta,

junto a las presiones al alza por el lado de la demanda internacional, apuntan al hecho de que se ha terminado la época del petróleo barato.

Otra diferencia con el sector minero radica en la volatilidad observada y la formación de precios del crudo en los mercados internacionales. En los dos mercados existe volatilidad con tendencia al alza, pero tienen diferencias. Mientras en el sector minero no hay posibilidades de intervención en el precio internacional, en el petrolero si existen esas posibilidades. Hay fuerzas que pueden actuar para estabilizarlos (por ejemplo lanzando al mercado stocks estratégicos que están en manos de países desarrollados, como los países miembros de la Agencia Internacional de Energía (AIE-OCDE), o incrementarlos (acuerdos de países miembros de la OPEP)

En cuanto a participación directa del Estado en la producción, las diferencias entre ambos sectores son marcadas. Los países petroleros de América Latina y el Caribe en su mayoría cuentan, o han contado en el pasado, con empresas estatales que constituyen el principal actor y fuerza rectora en la organización del sector (ej. PDVSA, PEMEX, YPF previo a su privatización, PETROBRAS, YPB etc.). A nivel internacional la práctica más común de hecho, es que los países exportadores de petróleo cuenten con empresas estatales que participan directamente, o diversos tipos de asociaciones, en la actividad del sector.

El cuadro 5 a continuación muestra conjuntamente las rentas sectoriales y aportes fiscales como porcentaje de ingresos fiscales totales para el sector hidrocarburos y el sector minero. Se observan los siguientes hechos estilizados:

- A nivel regional, si bien en términos absolutos la renta y los aportes fiscales del sector hidrocarburos continúan siendo varias veces superiores al sector minero, este último ganó participación relativa en ambos indicadores.
- Los aportes fiscales del sector minero como % de los ingresos fiscales totales, partiendo de bases relativamente más bajas durante el período 1990-2003, se multiplicaron varias veces en todos los países analizados durante el período de auge.
- En los países más pequeños, con menor tradición minera y donde el sector es todavía incipiente, pareciera existir un potencial significativo para incrementar el aporte fiscal que hace el sector al Estado.

CUADRO 5
RENTAS Y APOORTE FISCAL DE LOS SECTORES MINERO E HIDROCARBUROS
EN PAÍSES SELECCIONADOS^a

País	Renta minera (% del PIB)		Renta de hidrocarburos (% del PIB)		Ingresos fiscales por MINERÍA (% de ingresos fiscales totales)		Ingresos fiscales por HIDROCARBUROS (% de ingresos fiscales totales)	
	1990-2003	2004-2009	1990-2003	2004-2009	1990-2003 ^b	2004-2009 ^c	1990-2003	2004-2009
Argentina	0,05	0,48	3,30	9,85				
Bolivia (Estado Plurinacional de)	0,30	2,28	6,32	28,87	n.d.	2,2	25,6	30,4
Bolivia (Estado Plurinacional de) (sin COMIBOL)					n.d.	1,3		
Brasil	0,64	2,24	1,03	3,06			8,2	9,0
Chile (GMP-10+CODELCO)	6,47	17,29	0,31	0,28	8,1	35,1		
Chile (GMP-10+CODELCO, sin dividendos de CODELCO)					6,5	28,3		
Chile (sólo minería privada GMP-10)					1,4	13,1		
Colombia	0,17	0,91	4,97	7,11	0,9	2,1	9,4	14,2
Cuba ^d	0,26	2,17	0,80	2,31				
Ecuador	0,01	0,03	13,00	24,22			30,7	29,4
Guatemala ^d	n.d.	n.d.	0,54	1,08	n.d.	0,3		
Guyana	5,62	5,34						
Honduras	0,25	0,69			0,05	0,5		
Jamaica	3,43	1,67						
México	0,14	0,34	4,83	7,71			30,0	35,8
Nicaragua	0,07	0,63						
Perú	0,79	7,16	1,61	1,99	2,9	13,4	4,4	3,8
República Dominicana	0,69	1,96						
Suriname ^d	7,26	5,07	4,08	0,00				
Venezuela (República Bolivariana de)	0,32	0,83	26,89	31,00			56,3	44,9
América Latina	0,54	2,08	3,61	7,11				
Australia ^d	1,17	4,12						
Canadá ^d	0,2	0,69						
Estados Unidos ^d	0,0	0,08						
Sudáfrica ^d	0,9	2,47						

Fuente: Elaborado sobre la base de datos de COMTRADE, UNCTAD, Banco mundial y CEPAL.

^a En los anexos I y II se presenta la evolución 1990-2009 detallada por país de: a) los aportes fiscales del sector hidrocarburos en montos absolutos; b) como porcentaje de las rentas económicas del sector; y c) como porcentaje de los ingresos fiscales totales de cada país estudiado.

^b En el caso de Chile los datos son del período 1994-2003. Colombia: 2000-2003. Honduras: 2000-2003. Perú: 1998-2003.

^c En el caso de Bolivia los datos son para el período 2000-2009. Chile: 2004-2009. Colombia: 2004-2006. Guatemala: 2005-2009. Honduras: 2004-2009. Perú: 2004-2009.

^d Las cifras de producción minera incluyen hidrocarburos.

I. Sector de minería metálica: tendencias y evolución durante la última década

A. América Latina y el Caribe en la producción mundial de minerales

Los países de América Latina y el Caribe tienen un rol fundamental como productores de minerales a escala mundial. Trece países de América Latina ocupan una posición dentro de los 15 mayores productores del mundo. Chile y Perú ocupan los primeros lugares en los mercados mundiales de minerales. Desde 1982 Chile se convirtió en el mayor productor de cobre en el mundo, dejando en segundo lugar a Estados Unidos que por décadas había sido el primer productor. Hasta el año 2006 Brasil había sido el mayor productor de hierro, siendo desplazado por China en el año 2007 y luego también por Australia en el año 2008. Otros ejemplos son, Bolivia que es el cuarto productor de estaño mina y sexto de plata; Brasil continúa entre los tres mayores productores de hierro y ocupa posiciones importantes en la producción de diversos minerales; Colombia es séptimo productor de níquel refinado; Cuba es octavo productor de níquel mina; Jamaica es séptimo productor de bauxita; México es primer productor de plata, quinto de molibdeno y plomo mina.

En términos de producción, se observa una mejor posición competitiva de la región en el año 2010 respecto al año 1990, para algunos minerales de mina como también en algunos productos refinados. Específicamente, los países de América Latina y el Caribe están captando una mayor porción de la producción mundial en los casos del cobre de mina (45,4%) y refinado (21,9%), oro (19,2%), hierro (23,1%), molibdeno mina (31,8%), níquel mina (12,9%) y refinado (11,6%), plomo (14,5%) y zinc mina (21,7%).

La producción de varios de los países de la región es tan importante a escala global, que cuando hay expectativas de suspensiones temporales de operaciones o cuando realmente sucede algún problema interno en alguna gran empresa minera latinoamericana (huelgas o accidentes por ejemplo), la cotización de los minerales se ve afectada en las principales bolsas en los mercados internacionales. Véase cuadro 6.

**CUADRO 6
PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MINERA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
EN EL TOTAL MUNDIAL**

Mineral o metal	En porcentajes sobre el total mundial					Producción 2010 ^a (en miles de toneladas, excepto oro y plata que se expresan en toneladas, hierro en millones de toneladas)	Mayores tres productores de la región en 2010
	1990	1995	2000	2005	2010		
Bauxita	22,9	26,7	26,0	27,5	19,0	38 658,0	Brasil, Jamaica y Suriname
Aluminio primario	9,2	10,4	8,9	7,5	5,7	2 306,8	Brasil, Argentina y Venezuela (República Bolivariana de)
Cobre mina	24,9	32,2	43,0	46,5	45,3	7 296,1	Chile, Perú y México
Cobre refinado	15,7	23,2	25,1	23,7	21,9	4 207,0	Chile, Perú y México
Oro	10,3	12,5	14,4	18,1	19,2	518,3	Perú, Brasil y México
Plata	34,2	38,3	26,4	26,3	30,8	7 255,0	Perú, México y Bolivia (Estado Plurinacional de)
Estaño mina	28,3	27,8	26,0	21,2	19,5	65,0	Bolivia (Estado Plurinacional de), Perú y Brasil
Estaño refinado	23,1	15,8	14,9	18,0	16,6	62,4	Perú, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Brasil
Hierro	22,6	24,9	26,1	26,0	23,1	341,2	Brasil, Venezuela (República Bolivariana de) y México
Molibdeno mina	15,8	18,2	35,2	37,3	31,8	65,0	Chile, Perú y México
Níquel mina	11,5	11,7	14,1	15,1	12,9	179,0	Cuba, Brasil y Colombia
Níquel refinado	9,7	10,1	10,7	13,4	11,6	121,2	Colombia, Cuba y Brasil
Plomo mina	13,3	15,5	14,7	14,6	14,5	549,0	Perú, México y Bolivia (Estado Plurinacional de)
Plomo refinado	7,8	7,6	8,4	7,2	7,4	489,4	México, Brasil y Argentina
Zinc mina	16,8	20,6	19,0	21,0	21,7	2 622,3	México, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Brasil
Zinc refinado	7,5	8,5	7,3	7,9	7,0	824,4	México, Brasil y Perú

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de World Bureau of Metal Statistics, Gold Fields Mineral Services y UNCTAD.

^a Los datos de oro, plata y hierro son del año 2009.

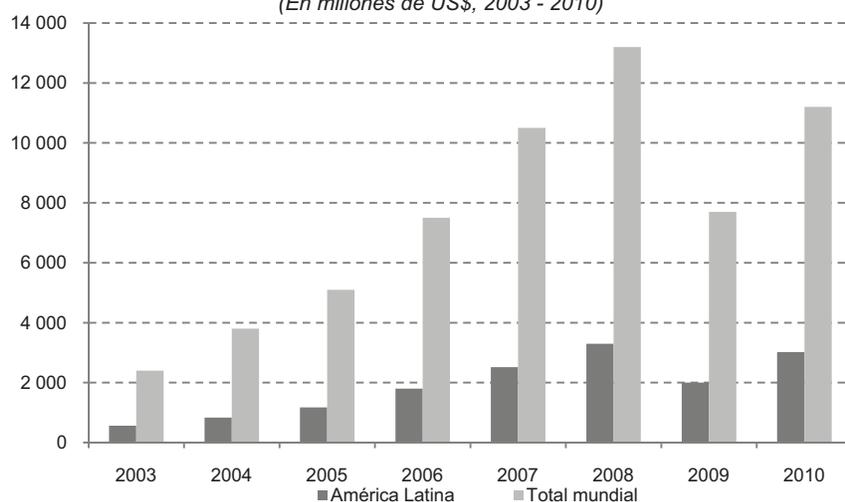
B. Reservas

América Latina posee una de las mayores reservas minerales del planeta, dando cuenta de al menos el 65% de las reservas mundiales de litio, 49% de plata, 44% de cobre, 33% de estaño, 26% de bauxita, 23% de níquel, 22% de hierro, entre otros minerales. Se estima que el potencial minero sería aun mayor considerando que la información geológica disponible es aún insuficiente. Las reservas se refieren a aquella proporción de los recursos identificados o del patrimonio minero, cuya explotación puede ser económicamente viable dependiendo de factores como los niveles relativos de costos y precios, la tecnología disponible y las características físicas de la mina (ley, calidad, tonelaje, grosor, profundidad y ubicación)¹⁸.

Además de estos factores, en la viabilidad de las explotaciones influyen las características institucionales del país en cuestión como son la seguridad jurídica y la transparencia en el otorgamiento de los derechos mineros, las garantías a la inversión; la disponibilidad de infraestructura; los sistemas impositivos y las regulaciones ambientales, todo lo cual permite calcular una determinada tasa de retorno, que las empresas con estrategias globales optimizan a nivel mundial. Las nuevas tecnologías de exploración han permitido además revalorizar el potencial minero de los países de la región e inclusive ampliarlo considerablemente.

El alza de las inversiones en exploración minera se constituye como tendencia global a partir del 2003. El presupuesto global planificado para exploraciones por metales no ferrosos ha crecido desde el año 2003, desde un monto de US\$ 2.194 millones hasta US\$ 11.200 millones en 2010, esta tendencia fue interrumpida en el año 2009 debido a los efectos recesivos de la crisis financiera *subprime* en el último trimestre del año 2007 en los Estados Unidos, para luego volver a retomar su tendencia¹⁹. Véase gráfico 3. El oro es el metal que recibe más de la mitad del presupuesto exploratorio global, siendo el cobre el segundo destino.

GRÁFICO 3
AMÉRICA LATINA Y TOTAL MUNDIAL: PRESUPUESTOS DE
EXPLORACIÓN MINERA GLOBAL
(En millones de US\$, 2003 - 2010)



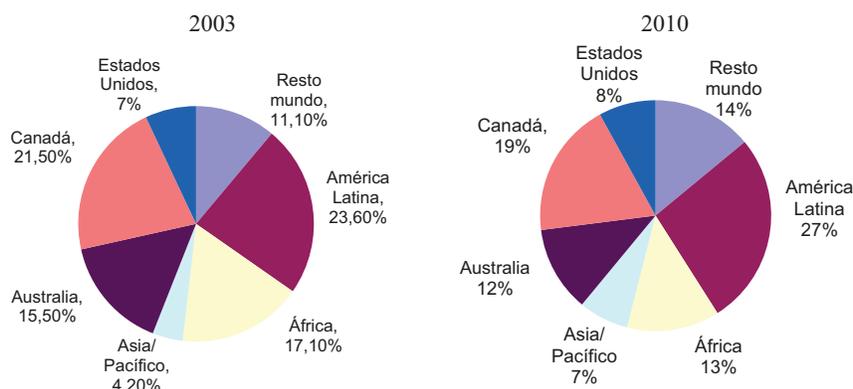
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CESCO y *Metals Economics Group*, Tendencias en Exploración Mundial.

¹⁸ El grado y la extensión de los depósitos se miden perforando y tomando muestras bajo tierra. Las características físicas de un depósito mineral nunca son conocidas con completa certeza, y pueden ser solo estadísticamente inferidas a partir de una o varias muestras.

¹⁹ Por etapa de exploración, los presupuestos se dividieron: 33% en exploraciones básicas, 42% en avanzadas y 25% en torno a yacimientos ya existentes. El presupuesto para exploraciones básicas ha tendido a disminuir desde la década de los noventa hasta un récord mínimo en el año 2010. Por el contrario, la exploración avanzada ha mostrado una tendencia creciente debido al atractivo de los proyectos avanzados para ponerlos rápidamente a producir para su venta. Asimismo, han aumentado los gastos y la participación en torno a yacimientos ya existentes, en la medida en que se ve este gasto como un medio más económico y menos riesgoso para el reemplazo y aumento de reservas. En la industria minera existe cierta preocupación debido a la reducción de la participación del gasto de exploración básica que podría influir en los volúmenes de la producción futura en favor de un crecimiento a corto plazo. Para mayor información sobre exploraciones globales referirse los informes de CESCO. Tendencias en Exploración Mundial.

América Latina y el Caribe ha sido el principal destino de los presupuestos de exploración minera mundial desde 1994. Entre 2003 y 2010 los presupuestos de exploración en la región se han multiplicado más de 5 veces, pasando de un valor de US\$566 millones anuales hasta un monto de US\$3.024 millones en 2010²⁰. Véase Gráfico 4. Como consecuencia la contribución de América Latina a las reservas mineras globales ha sido creciente.

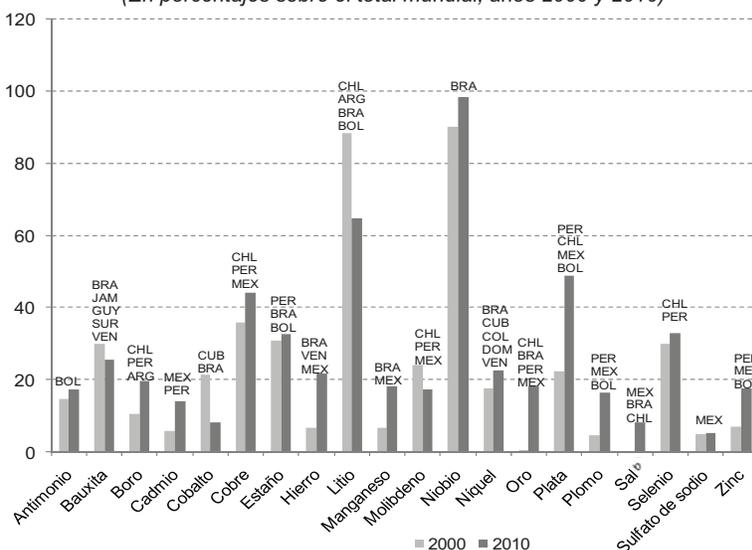
GRÁFICO 4
DISTRIBUCIÓN DE LOS PRESUPUESTOS DE EXPLORACIÓN MINERA GLOBAL
(En porcentajes sobre el total mundial)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CESCO y Metals Economics Group.

La intensificación de las actividades de exploración en la región ha hecho posible que en América Latina aumenten las reservas de una gran parte de los minerales. Por ejemplo, las reservas de oro en la región, que ascendían en el año 2000 a 200 toneladas localizadas principalmente en Perú, han aumentando en 2010 a más de 9.200 toneladas, distribuidas entre Chile, Brasil, Perú y México.

GRÁFICO 5
PRINCIPALES RESERVAS MINERALES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
(En porcentajes sobre el total mundial, años 2000 y 2010)^a



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, January 2011.

^aArriba de cada columna del año 2010, se encuentra la lista de países que en ese año disponía de reservas, ordenados de mayor a menor cantidad de reservas.

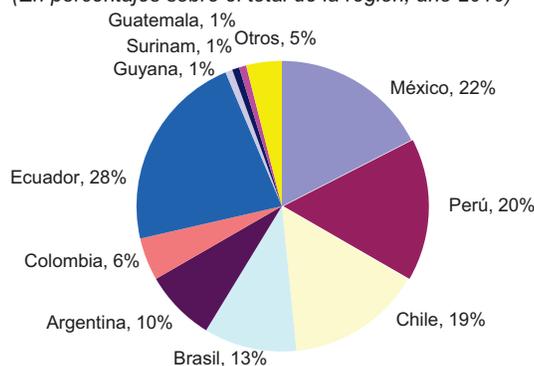
^bCloruro de sodio.

²⁰ Con base en una muestra empresas mineras y de exploración en todo el mundo, que se estima cubren aproximadamente el 95% de los presupuestos mundiales de exploración por metales no-ferrosos con orientación comercial.

En los inicios de la década de los noventa el gasto exploratorio global se desvió hacia América Latina proveniente de países como Australia, Canadá y Estados Unidos, debido a los mayores costos de exploración que presentaron estas economías por diversos factores. Entre ellos el agotamiento de las reservas en algunas zonas mineras, la cancelación de incentivos fiscales, y mayores exigencias ambientales. Estos factores sumados a los procesos de liberalización, desencadenaron un vertiginoso crecimiento en los presupuestos de exploración hacia América Latina. La región ha sido el principal destino de la exploración minera mundial durante dos décadas. Los principales destinos de la exploración minera hacia la región han sido tradicionalmente, Perú, México, Brasil, Chile y en menor medida Argentina. Los primeros cuatro países se encuentran dentro de los 10 mayores destinos de exploración minera mundial.

GRÁFICO 6
PRINCIPALES DESTINOS DE EXPLORACIÓN EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

(En porcentajes sobre el total de la región, año 2010)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CESCO y Metals Economics Group.

C. Inversión

La década de los 1990s en América Latina y el Caribe se caracterizó por reformas de política y regulatorias orientadas a atraer inversión privada a nuestra región. En el sector minero estas reformas se caracterizaron por ofrecer marcos legales e incentivos tributarios favorables a la inversión privada, incluyendo en algunos países contratos de estabilidad tributaria por períodos largos; resultando en general, en reglas de juego para la inversión minera en América Latina y el Caribe altamente competitivas y comparables favorablemente con las condiciones prevalecientes en otras regiones mineras del mundo²¹.

En 1983, Chile realizó una drástica reforma minera para promover la inversión extranjera. La mayoría de los países mineros de América Latina reformaron sus regímenes mineros durante la década de los noventa, con la excepción de Argentina que lo hizo a fines de los ochenta. En Chile los mega-proyectos mineros comenzaron su etapa de producción hacia fines de los ochenta y durante la década de los noventa. En el resto de países el boom exploratorio ocurrió en la primera mitad de los noventa, y los nuevos proyectos de inversión fueron iniciados durante la segunda mitad de los noventa y a inicios del nuevo siglo.

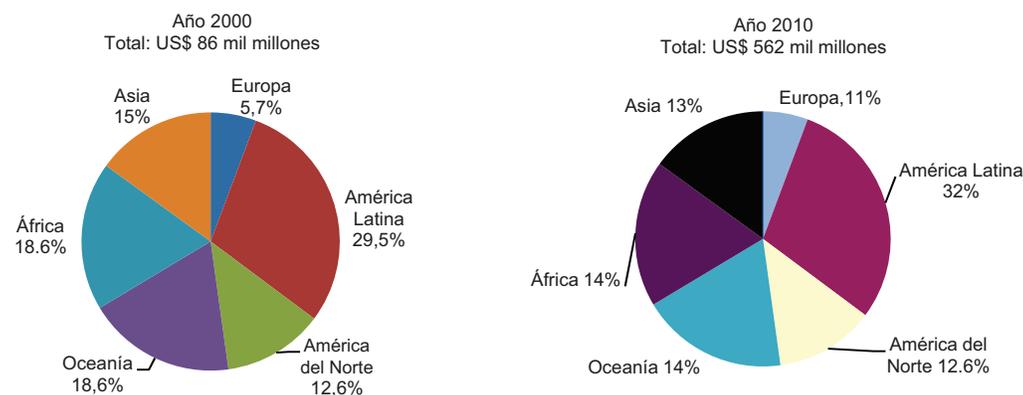
Desde hace al menos una década, América Latina es el principal destino de la cartera de inversiones mineras mundiales. De acuerdo con la encuesta anual del Engineering & Mining Journal, los proyectos en cartera para la región al año 2010 ascendían a US\$180 mil millones, con casi un tercio de la inversión minera global. Este monto muestra un incremento tanto en términos absolutos como en su participación porcentual si se le compara con las cifras del año 2000 cuando la cartera de proyectos

²¹ James Otto (2004) hace un ranking internacional de 24 jurisdicciones mineras. Según esta comparación de 24 países mineros, Chile y Argentina están dentro del grupo del 20% superior de jurisdicciones mineras en cuanto a menor tasa de tributación efectiva y más alta rentabilidad privada, y Bolivia dentro del 33% superior. Perú y México estarían más cerca del promedio internacional, ocupando respectivamente el puesto 13 y 17 en este ranking de 24 países. Ver J. Otto, "Comparative International Tax Regimes," 50 Rocky Mt. Min. L. Isnt. 17:1-46 (2004) James Otto et al. Mining royalties : a global study of their impact on investors, government, and civil society. World Bank 2006.

alcanzó US\$25 mil millones, equivalentes al 29,5% de la cartera mundial de proyectos. Esta información se basa en encuestas sobre inversiones no materializadas, no obstante, son un indicador de la capacidad de seducción de los incentivos que han venido otorgando los países y la rentabilidad esperada de estas inversiones. Gráfico 7.

Brasil, Chile, Perú y México son los 4 países latinoamericanos que en el año 2010 se encontraron dentro de la lista mundial de los 10 principales países de destino, diez años antes estaban solamente Chile y Perú. Véase Gráfico 8. Hierro (27%), cobre (27%), oro (16%), níquel (14%) y níquel (3%) son los metales en donde se invierten los mayores montos, dando cuenta del 87% del total de proyectos según datos del año 2010.

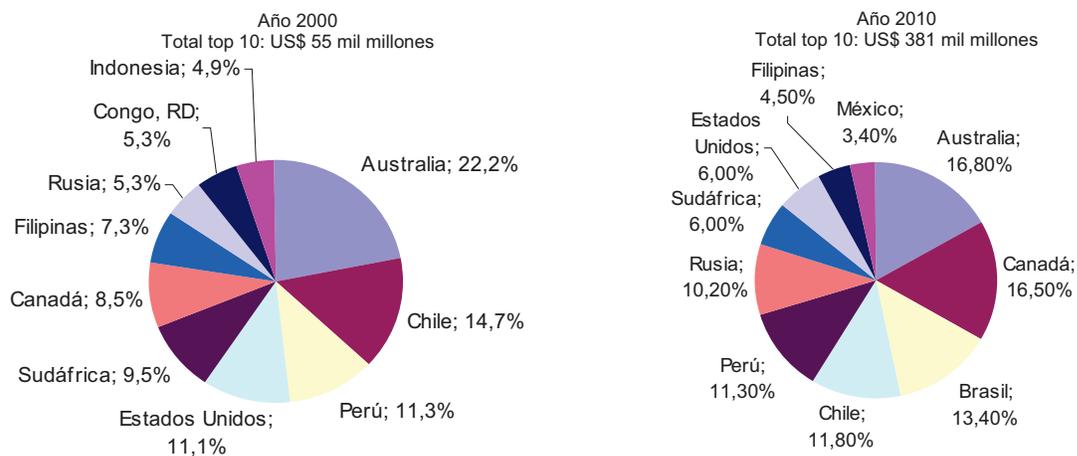
GRÁFICO 7
PROYECTOS DE INVERSIÓN MINERA POR REGIÓN (AÑO 2000 Y 2010)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Engineering & Mining Journal.

GRÁFICO 8
LOS 10 PRINCIPALES PAÍSES DE DESTINO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN MINERA POR REGIÓN

(En porcentajes sobre el total, 2000 y 2010)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Engineering & Mining Journal.

D. Evolución del precio internacional de los metales 1990 – 2011

Los análisis históricos muestran que los precios de los metales como el aluminio, estaño y plomo, los metales base (cobre, níquel y zinc) y otros como el hierro que se utilizan intensivamente en la industria y la construcción, tienden a subir en las expansiones económicas y a caer durante las contracciones, por lo que dicho precio suele clasificarse en economía como una variable “procíclica”. La frecuencia y la amplitud de las fluctuaciones de los ciclos dependen de las interacciones entre la oferta y la demanda. No obstante, se considera que este movimiento es de “baja” concordancia con el ciclo ya que en el corto plazo la oferta de metales presenta rigideces para adaptarse a los cambios que exige la demanda, de esta manera, los precios son afectados por el nivel de inventarios los que a su vez están determinados por los desajustes entre la oferta y la demanda.

Los países demandan metales en función de su actividad industrial y del desarrollo tecnológico, los que juntos determinan la intensidad de uso, pero también los metales se demandan con fines especulativos y como reserva de valor por parte de los inversionistas. Por lo que los precios de los metales son también afectados por diversos factores propios de los mercados financieros, que no necesariamente se mueven con relación al ciclo económico. Por ejemplo, tienen una gran influencia factores como las percepciones de inestabilidad política, social y económica. Dado su rol tradicional como reserva de valor, el precio de los metales también va a depender del precio de otros “*commodities*” como el petróleo o del valor de otras monedas como el dólar o el euro.

Los metales preciosos como el oro y en menor medida, el platino y la plata son demandados por su doble funcionalidad, es decir, como insumo industrial y como instrumento de inversión. Estos metales poseen un valor intrínseco mayor al de los metales base por lo que su concordancia con el ciclo es aún más baja y los movimientos de sus precios no pueden relacionarse tan directamente con la evolución de la economía.

El período 1990-2002, se caracterizó por una acumulación de inventarios que mantenía los precios a niveles muy bajos. Este fue el resultado de la sobreoferta generada por la entrada en funcionamiento de varios megaproyectos mineros, además de la disminución de la demanda que resultó de la crisis financiera de 1997. Además de la desaceleración de la economía mundial en 2001, que afectó a los principales consumidores de metales, tales como, Estados Unidos, Europa y los países asiáticos, con la excepción de China y Corea del Sur que mantuvieron altos niveles de crecimiento económico.

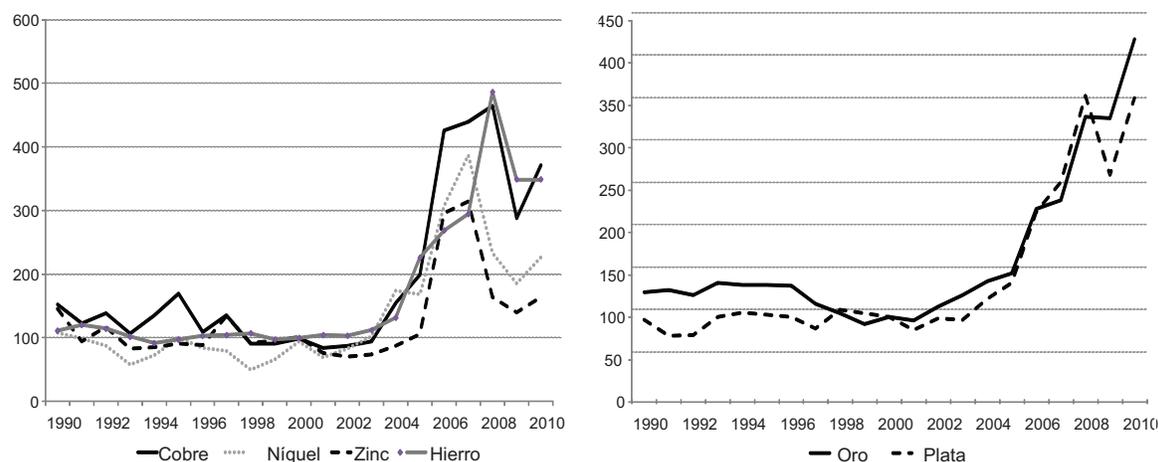
A partir de mediados del año 2003 los precios nominales de los principales metales experimentaron una fuerte trayectoria ascendente atribuible a diversos factores, como la recuperación de la economía mundial (impulsada por la recuperación de Estados Unidos y Japón); y la mayor demanda de metales en los países de industrialización emergente, especialmente China, India y Corea del Sur. También ha crecido la demanda de metales dentro de América Latina, proveniente del dinamismo y magnitud de la economía brasileña. Por otra parte, los inversionistas han incrementado su demanda de metales en los portafolios de inversión como una alternativa a la depreciación del dólar y volatilidad del euro en los mercados internacionales durante el período de crisis financiera 2008-2009 y 2011. Desde un punto de vista financiero, la trayectoria del valor del dólar ha sido un importante determinante en la evolución del precio de los *commodities* porque los inversionistas demandan fundamentalmente metales básicos y metales preciosos como refugio de valor.

De esta manera, desde el año 2001 los precios nominales de los metales se mantuvieron en un alza persistente hasta el año 2007. Durante dicho período, el precio del cobre se cuadruplicó, el del hierro se triplicó, el del níquel y el zinc se más que duplicaron. El oro y la plata se multiplicaron cerca de 3,5 veces.

Durante el último trimestre del año 2007, prevaleció una tendencia a la disminución de los precios, originada por una creciente incertidumbre y una mayor aversión al riesgo en los mercados financieros internacionales. Las expectativas negativas de los agentes tuvieron su origen en una visión pesimista acerca del futuro de la economía mundial tras la profundización de la crisis de las hipotecas *subprime* (de alto riesgo) en la economía de los Estados Unidos, cuyos efectos se fueron extendiendo a

lo largo de los mercados financieros mundiales. A esto se sumó la tendencia del dólar a depreciarse aún más, lo que se explicó fundamentalmente porque las expectativas de los agentes económicos apuntaban a sucesivas reducciones de la tasa de interés por parte de la FED (Federal Reserve, el Banco Central de los Estados Unidos) para paliar los problemas crediticios que están afectando a dicha economía. En la práctica, efectivamente la FED está siguiendo una política de reducción de las tasas de interés y al mismo tiempo, congeló por cinco años las tasas de las hipotecas *subprime*.

GRÁFICO 9
EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DEL COBRE,
NÍQUEL, ZINC Y HIERRO; ORO Y PLATA
(1990 – 2010, año base 2000 = 100)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CEPAL.

El precio del cobre comenzó a recuperarse durante el año 2009. Esta nueva tendencia alcista se mantuvo con un gran dinamismo durante gran parte de 2010, dichos ajustes se han dado en un contexto de mayor aversión al riesgo, producto de la incertidumbre que generó la crisis de la deuda griega y el temor de algunas economías de Europa hacia un posible contagio, y la consecuente inquietud en torno a una nueva recesión a nivel global.

No obstante dichos temores, la cotización de los metales continuó con una tendencia alcista respaldada por fundamentos del mercado. China continuó siendo el motor detrás de la creciente tendencia en los precios pese a las medidas adoptadas por el Gobierno chino para enfriar su economía. También contribuyeron a esta tendencia positiva algunas señales de estabilidad en la demanda por parte de algunas economías europeas y un mejor desempeño de otros mercados emergentes, como fueron Brasil y el resto de los países asiáticos. Un soporte adicional a la trayectoria del precio fue la debilidad del dólar, el que ha sido un importante determinante en la evolución del precio de los commodities, fundamentalmente a través de la preferencia de los metales por los inversionistas, como un refugio de valor ante la depreciación del dólar en los mercados internacionales²².

Al igual que los metales base, el precio del oro y la plata han mostrado una tendencia creciente en los dos últimos años, con un fuerte impulso durante el segundo semestre de 2010. El aumento del precio del oro se explica fundamentalmente por su demanda como refugio de valor. Los persistentes desequilibrios fiscales de Estados Unidos y Europa, los temores inflacionarios en las economías emergentes y la debilidad del dólar y de otras monedas son los elementos que explican esta trayectoria creciente. A los factores anteriores, también se suma una creciente demanda de oro y plata para joyería, especialmente desde China e India, que son los mayores consumidores. La tendencia alcista del precio de la plata se interpreta como el resultado de la recuperación de la demanda para uso industrial y como reserva de valor asociado a la diversificación de la cartera de inversiones, dada la elevada volatilidad de dólar, de las acciones y de los bonos.

²² Mayores precisiones sobre la trayectoria del precios de los metales pueden encontrarse en los Informes Trimestrales de COCHILCO.

El auge experimentado en el valor de las exportaciones del sector minero en América Latina y el Caribe alcanzó máximos históricos en 2007, y mostró persistencia frente a financiera internacional del 2008-2009. Tras una breve corrección a la baja, el nivel de precio de los metales se recuperó en 2010-2011 y continúa siendo altamente favorable. Esta persistencia del actual ciclo de precios de los metales, no sólo se ha traducido en mayores utilidades sino que también se han hecho más atractivas las actividades de exploración. Durante 2010 y 2011 las empresas mineras con mayor presencia en América Latina y el Caribe anunciaron un gran número de nuevos proyectos que por su naturaleza sólo entrarían en producción a mediano plazo. Estos anuncios de inversión revelan la percepción del sector minero privado del sostenido dinamismo de la demanda internacional de metales a corto y mediano plazo.

E. Renta económica del sector minero y su evolución reciente

Durante el período 2004-2009 la renta económica total del sector minero como porcentaje del PIB en América Latina y el Caribe llegó casi a cuadruplicarse, en relación al promedio prevaleciente durante el período previo 1990-2003²³. A raíz del ciclo de auge en el precio internacional de los metales iniciado en 2003, la renta económica asociada a las exportaciones del sector minero, ha experimentado un salto enorme en todas las regiones y particularmente en América Latina y el Caribe.

La renta económica “pura” del recurso mineral es la diferencia entre el precio internacional y el costo de producción del mineral en boca de mina. El Banco Mundial estima la estadística de renta minera (% PIB) para cada país como el valor de la producción agregada para todo el sector, a precio internacional menos los costos de producción²⁴ para una canasta de 10 minerales: estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfato. En la estimación de esta renta sectorial el costo de producción relevante es el costo de extracción del mineral hasta boca de mina, incluido el costo de oportunidad del capital invertido en la operación de extracción²⁵. Esta renta representa el ingreso económico bruto del sector minero, a partir del cual se derivan los aportes fiscales del sector (vía pago de impuestos, regalías, y otros tributos), las utilidades de las empresas extractivas (estatales o privadas), y el pago de otros factores de producción adicionales a la operación de extracción²⁶.

El siguiente Gráfico 10 ilustra el concepto de “renta” económica unitaria (por libra de mineral) y su evolución en el tiempo, en este caso por libra de cobre refinado exportado. La línea superior (sólida) representa la trayectoria del precio internacional de mineral exportado (en este caso cobre refinado), la línea inferior (punteada) representa el costo de producción promedio (costo de extracción a boca de mina, más costo de refinación por libra). La diferencia vertical entre ambas líneas, representa la “renta” económica generada por libra exportada, y el área entre ambas líneas representa la renta acumulada durante un período de tiempo determinado. La tabla de datos inmediatamente debajo muestra la razón precio/costos, que expresa cuántas veces el precio de cada libra es superior a su costo de producción. En el período 1992-2003 esta relación fue de un valor promedio de 1.3 veces, sin embargo, en el periodo 2004-2010 se alcanzó un promedio de 2.6, con un valor máximo de 3.5 alcanzado en 2007.

²³ Ver estudio CEPAL/DRNI Evolución y aporte fiscal del sector minero en ALC en el período 1990-2010, donde se presentan indicadores para una selección de países y la región en su conjunto, contrastando los períodos 1990-2003, con el último quinquenio 2004-2009 para el cual se disponen datos (en preparación).

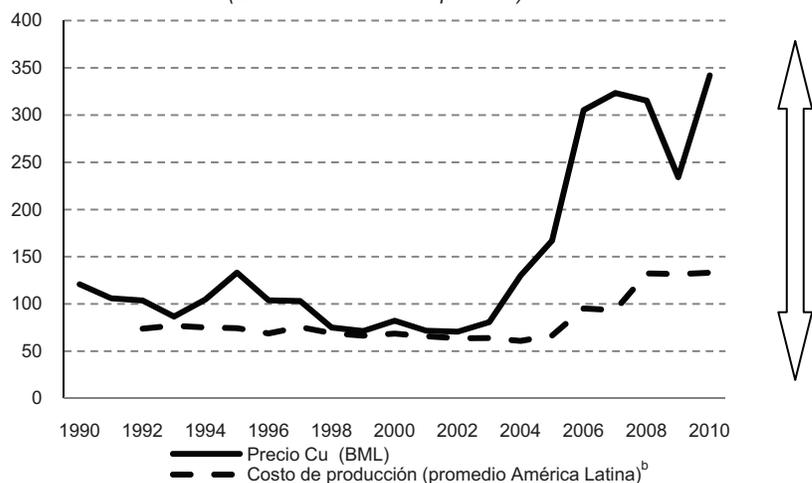
²⁴ Banco Mundial (World Development Indicators, Database 2011). La estadística Mineral rent (% GDP) o renta minera (%PIB) se define como el valor de la producción del sector de minas y canteras (minería metálica) a precio internacional menos los costos de producción relevantes (costo de extracción en boca de mina, costo de concentración/refinación en caso de exportación de concentrados/refinados, y el costo de oportunidad del capital invertido en la operación de extracción); para la canasta de 10 minerales: estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfato.

²⁵ En la práctica hay minerales como el cobre, donde casi todo el comercio es en concentrados de cobre, y la operación de concentración está integrada en boca de mina. En estos casos la práctica es medir la renta económica sobre el concentrado, y por tanto el costo de producción relevante debe incluir también el costo de la operación de concentración.

²⁶ En los países donde la minería está más desarrollada, algunas empresas llevan sus procesos productivos más allá de la producción de concentrados agregando más valor a su producción a través de los procesos de fundición y refinación. Como resultado, las series de datos de rentas mineras publicadas por el Banco Mundial y utilizadas en este estudio, pueden subestimar la renta total del sector al no incluir los minerales refinados. Las exportaciones de minerales de Chile, Perú y Colombia, tienen un componente de refinados.

GRÁFICO 10
PRECIO DEL COBRE REFINADO EN LA BOLSA DE METALES DE LONDRES Y COSTOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE CÁTODOS DE COBRE EN AMÉRICA LATINA^a

(En centavos de dólar por libra)



	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Precios/Costos	1.4	1.1	1.4	1.8	1.5	1.4	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.3	2.1	2.5	3.2	3.5	2.4	1.8	2.6	
Promedio	1.3											2.6								

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO.

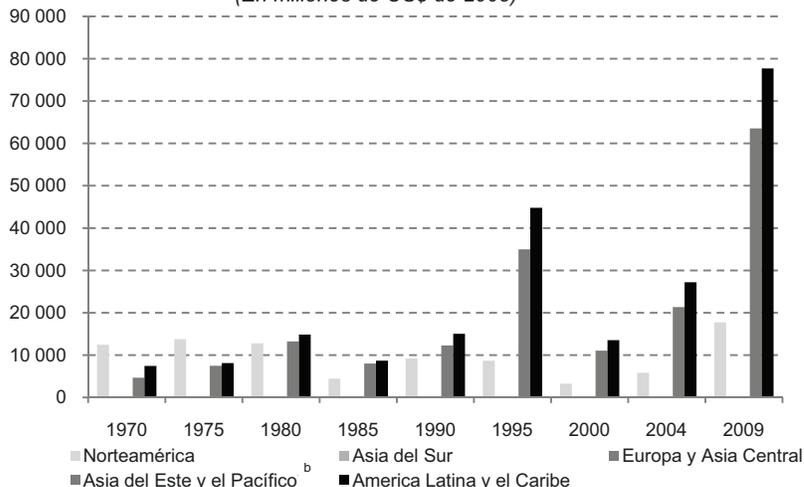
Nota: ^a Se refiere a los costos totales, C3 de acuerdo a la terminología de Brook Hunt.

^b Los costos para el período 1992-1996 son sólo de Chile.

La renta económica anual de todo el sector minero se estima multiplicando los volúmenes anuales exportados de cada tipo de mineral (toneladas), por la renta unitaria correspondiente a cada tipo de mineral que compone la canasta de exportación del país (dólares/tonelada). El Gráfico 11 muestra cómo ha cambiado esta renta económica del sector minero (millones de dólares constantes) entre 1980-2009 en las principales regiones mineras del mundo. El Gráfico 12 muestra su evolución más reciente entre 1990-2009, se evidencia el período de rápido crecimiento de las rentas mineras a partir de 2003-2004.

GRÁFICO 11
RENTA DEL SECTOR MINERO EN LAS PRINCIPALES REGIONES MINERAS DEL MUNDO 1980-2009^a

(En millones de US\$ de 2005)

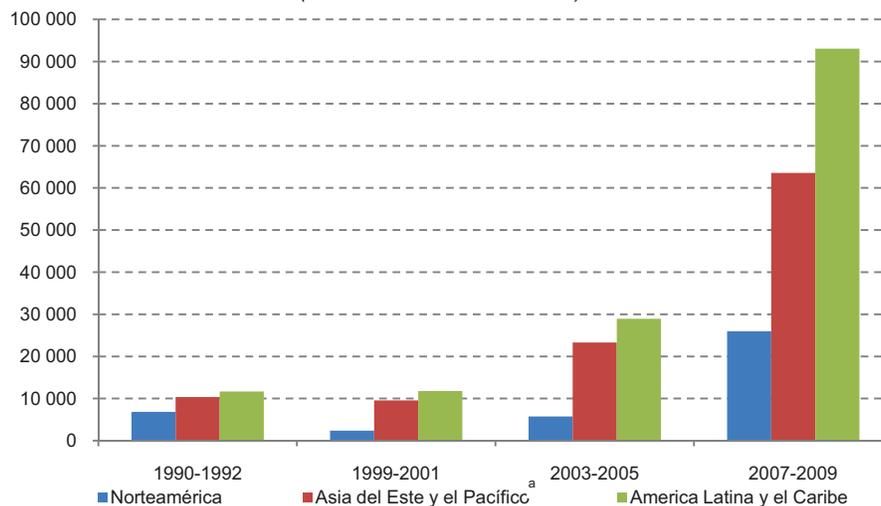


Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial.

^a Renta minera es estimada como el valor de la producción al precio internacional menos los costos de producción en boca de mina, para una canasta de 10 minerales: estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfato.

^b El dato del año 2009 de Asia del Este y el Pacífico corresponde al año 2006.

GRÁFICO 12
RENDA DEL SECTOR MINERO EN LAS PRINCIPALES REGIONES MINERAS
DEL MUNDO 1990-2009
(En millones de US\$ de 2005)

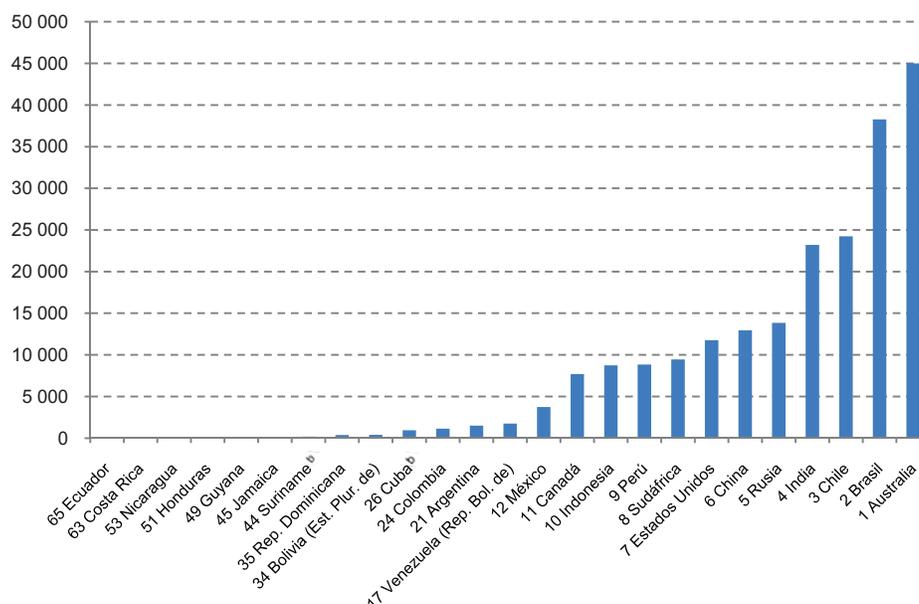


Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial (World Development Indicators).

^a El dato del período 2007-2009 de Asia del Este y el Pacífico es del año 2006.

Desde mediados de la década de los noventa América Latina es la región que genera las mayores rentas mineras en comparación con otras regiones del mundo. En el año 2009, los países de América Latina y el Caribe generaron el 28,4% de las rentas mineras mundiales. El Gráfico 13 muestra la renta económica estimada para el sector minero durante el año 2009 para un conjunto de países; Brasil, Chile y Perú ocupan respectivamente el segundo, tercer lugar y noveno lugar.

GRÁFICO 13
RENDA ESTIMADA DEL SECTOR MINERO EN PAÍSES SELECCIONADOS, AÑO 2009
(En millones de US\$, año 2009)^a



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial.

^a El número del eje horizontal corresponde a la posición del país dentro del ranking de los países con mayores rentas mineras en el mundo.

^b El dato de Suriname y Cuba es del año 2008.

El Estado, a través de los gobiernos nacionales y locales, se apropia de una parte de esta “renta” económica mediante impuestos a la utilidad corporativa declarada por las empresas mineras, los impuestos a la repatriación de utilidades al exterior, y las regalías o *royalties* que son pagos adicionales generalmente basados en el volumen o valor de la producción del mineral extraído. El pago de las regalías generalmente se asocia a la propiedad del Estado sobre el recurso mineral²⁷.

Sin embargo en la mayoría de los países mineros los montos recaudados vía regalías tienen a ser significativamente menores que aquellos recaudados vía impuestos a las utilidades corporativas como se presenta más adelante en el análisis detallado por país (Cuadro 7 abajo ilustra el caso de Chile). En la práctica el pago de regalías equivale a un incremento marginal en la tasa de impuesto sobre la utilidad corporativa vigente que pagan las empresas mineras, en algunos países este incremento marginal varía en función de los precios y montos de producción.

En algunos países, la participación directa del Estado en la producción minera a través de una empresa estatal, constituye el principal mecanismo de apropiación pública de la “renta” económica del sector. En el caso de Chile la empresa estatal CODELCO produce aproximadamente un tercio de la producción nacional de cobre, sin embargo sus aportes fiscales constituyen aproximadamente el doble de los aportes fiscales realizados por la minería privada, como muestra la siguiente tabla cumulativamente para el período 1994-2009. El aporte fiscal realizado por CODELCO es consistentemente superior al de todo el resto del sector minero privado responsable por los otros dos tercios de la producción minera en Chile.

CUADRO 7
CHILE: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS
FLUJOS DE RENTA MINERA 1994-2009

	Aporte fiscal acumulado 1994-2009 (en millones de US\$ de 2005)	Aporte fiscal como porcentaje de la renta minera total 1994-2009	Aporte fiscal como porcentaje del valor de exportaciones de minerales y metales 1994-2009
A. Impuestos pagados por empresas mineras privadas (GMP-10)	23 293,5	11,9	8,6
Impuestos sobre utilidades de empresas mineras (GMP-10)	20 709,9	10,6	7,6
Impuesto Específico a la Minería Bruto o royalty (GMP-10)	2 583,6	1,3	1,0
B. Impuestos pagados por empresas mineras estatales (EME)	46 736,0	23,8	17,3
Impuestos pagados por CODELCO	32 754,4	16,7	12,1
Otros aportes fiscales de CODELCO (excedentes)	13 784,5	7,0	5,1
Enami	197,0	0,1	0,1
C. Tributación minera total (GMP-10+EME)	72 613,1	36,9	26,8
	Total acumulado 1994-2009 (millones de US\$ de 2005)	% de la renta minera total 1994-2009	% del valor de exportaciones de minerales y metales 1994-2009
D. Renta minera (total acumulado 1994-2009) World Bank Dev. Indicators.	196 536,0	100,0	72,6
E. Renta minera apropiada vía Tributación minera (GMP-10 + EME) línea C.	72 613,1	36,9	26,8
F. Renta minera no apropiada por el fisco (utilidades privadas y pago de factores post-extracción del mineral a boca de mina)	123 922,9	63,1	45,8

(continúa)

²⁷ “El dominio del Estado sobre los recursos mineros es un principio común en la legislación minera de los países de América Latina y el Caribe, precisándose además su carácter imprescriptible e inalienable”. Ver Eduardo Chaparro CEPAL (2002), Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Santiago de Chile, junio 2002.

Cuadro 7 (conclusión)

	Aporte fiscal acumulado 1994-2009 (en millones de US\$ de 2005)	Aporte fiscal como porcentaje de la renta minera total 1994-2009	Aporte fiscal como porcentaje del valor de exportaciones de minerales y metales 1994-2009
G. Ingresos tributarios totales (Gobierno Central)	305 105,4	--	--
H. Total de exportaciones de minerales y metales	270 798,5	--	100,0

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO, CEPAL, Banco Mundial, COMTRADE de Naciones Unidas, FMI, Banco Central de Chile y FRED Economic Data.

El balance de la “renta” económica del sector minero que no logra apropiarse el Estado vía impuestos y otros mecanismos (neto de otros costos adicionales de producción posteriores a la etapa de extracción; ej. costos laborales, costo de ventas etc.) constituye utilidades privadas que pueden destinarse a su distribución entre los accionistas de las empresas mineras, y/o su reinversión en la operación minera y su actualización tecnológica. Durante períodos de precios bajos, sólo algunas empresas mineras generan utilidades extraordinarias, generalmente son las empresas que poseen los yacimientos de mejor calidad. Los productores marginales pueden no generar utilidad o incluso lograr cubrir todos sus costos de producción.

Los costos de explotación y procesamiento de minerales han experimentado una tendencia alcista desde el año 2004, explicada principalmente por incrementos en el precio del petróleo entre otros insumos. Los combustibles, la mano de obra, el ácido sulfúrico y el acero anotaron las mayores variaciones acumuladas, haciendo subir los costos en más del 100% entre 2004 y 2010.²⁸ Sin embargo estos incrementos en los costos de la minería han sido más que compensados con los aumentos de los precios de los minerales, lo que ha resultado en condiciones favorables a la industria minera que en los últimos años se han traducido en importantes utilidades para las empresas.

F. Participación del Estado en la renta del sector minero en países seleccionados

Desde el punto de vista de los Estados cabe esperar que la participación de los países de América Latina y el Caribe en la renta económica generada por las actividades mineras, debiera alcanzar niveles similares al porcentaje de participación alcanzado en otros países con primas de riesgo comparables para los proyectos mineros. Dicho de otra forma, los Estados de nuestra región debieran ser capaces de lograr porcentajes similares de participación en las rentas generadas por la exportación de sus recursos mineros, cercanas al promedio internacional logrado por países de otras regiones que compiten con la nuestra como destino de inversión minera internacional.

A continuación se examina la evolución de las rentas al sector minero y los ingresos fiscales aportados, contrastando el período 2004-2009 con el período previo 1990-2003, para un grupo de países de la región incluidos los mayores exportadores. El Cuadro 8 contrasta el período de auge de precios (2004-2009), con el período anterior (1993-2003), a través de un conjunto de indicadores para el sector minero. Las dos primeras columnas muestran el cambio en la producción minera como % del PIB, y en la renta económica del sector como % del PIB, para un conjunto seleccionado de países. Se observa lo siguiente:

- En la región como conjunto, la renta del sector minero prácticamente se cuadruplicó entre ambos períodos, de 0,54 % a 2,08 % del PIB regional.
- El promedio 2004-2009 de las rentas del sector minero como % del PIB, al menos duplica el promedio 1990-2003 en prácticamente todos los países listados.

²⁸ COCHILCO (2010b).

La tercera y cuarta columna del cuadro 8 muestran el aporte fiscal del sector minero vía pago de impuestos, regalías y otros tributos, expresado como porcentaje de la renta minera del sector (columna 3) y como porcentaje de los ingresos fiscales totales (columna 4) para una muestra de seis países. La muestra de seis países analizada en presente estudio comprende Bolivia, Chile, Colombia, Perú, Guatemala y Honduras. Se observan los siguientes hechos estilizados:

- Los principales países mineros de la región Chile y Perú, así como también Bolivia y Colombia logran apropiarse vía ingresos fiscales y participación directa, aproximadamente entre un 30-35% de la renta del sector durante el último período 2004-2009, porcentaje similar al de países mineros OCDE como Australia (26%).
- Los países más pequeños de la muestra como Honduras y Guatemala sólo alcanzan a apropiarse del 10% y 13,7% de la renta del sector respectivamente durante 2004-2009.
- Chile alcanza los porcentajes de participación señalados (34,7% en promedio durante período 2004-2009; y 20% en promedio durante período 1990-2003) gracias al aporte fiscal de la empresa estatal CODELCO (24,7% entre 2004-2009, y 16% entre 1990-2003); los aportes fiscales de la minería privada GMP-10²⁹ representaron sólo 11% (2004-2009) y 4% (1990-2003) de la renta económica total del sector.
- Durante el período previo a 2003 en todos los países analizados el porcentaje de participación en la renta minera total del sector se encuentra por debajo de 20%. Durante 2004-2009 el promedio de aportes fiscales del sector minero como porcentaje de los ingresos fiscales totales en Perú y Chile fue cuatro veces mayor al período previo a 2003, y en Honduras diez veces mayor, aún cuando este último país logra apropiarse sólo 10% de la renta estimada del sector.
- Para un conjunto de países pequeños de la región, con actividad minera incipiente (i.e. Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y República Dominicana) la multiplicación del PIB minero y las rentas del sector durante el período 2004-2009 determinan un potencial creciente de recaudación fiscal; particularmente considerando los niveles relativamente bajos de participación en las rentas del sector detectados en Guatemala y Honduras.

G. Comparación internacional

El porcentaje que los países logran captar en el total de la renta minera es un indicador del grado de progresividad de los actuales regímenes tributarios que los países aplican al sector. Este porcentaje debiera ser comparable al promedio internacional que logran el conjunto de países en otras regiones mineras que compiten con nuestra región. Según el conjunto de fuentes consultadas una aproximación a un “benchmark” para este indicador estaría alrededor de 30-33% como promedio internacional de participación estatal en la renta total del sector.

Como aproximación a un “benchmark” internacional se utilizaron datos publicados por PriceWaterhouseCoopers (PwC), empresa internacional de auditoría, sobre impuestos y regalías pagados a nivel global por las 10 empresas mineras más grandes del mundo, utilidades declaradas y pago de factores (empleados) entre 2005-2010. La sumatoria de impuestos pagados, utilidades declaradas, y pago de empleados, se aproxima a la renta económica del sector. Como ilustran el gráfico 14 en promedio la participación de los Estados (barra más oscura), vía pago de impuestos y regalías, en la renta económica sectorial estimada a partir de estos pagos declarados por las 10 compañías mineras más grandes del mundo (barra más clara, incluye utilidades y pago a empleados) alcanzó en promedio un 33% durante el último quinquenio.

²⁹ GMP-10: gran minería privada en Chile, hace referencia a las diez empresas de mayor tamaño.

CUADRO 8
INDICADORES Y APOORTE FISCAL DEL SECTOR MINERO EN PAÍSES SELECCIONADOS
DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

País	Producción minera (% del PIB)		Renta minera (% del PIB) ^a		Ingresos fiscales por MINERIA ^b como porcentaje de la renta minera (% renta minera)		Ingresos fiscales por MINERIA como porcentaje de ingresos fiscales totales (% ingresos fiscales totales)	
	1990-2003	2004-2009	1990-2003	2004-2009	Antes de 2004 ^c	2004-2009 ^d	Antes de 2004	2004-2009
	Argentina	1,80	1,54	0,05	0,48			
Bolivia (Estado Plurinacional de)	3,96	5,73	0,30	2,28		57,7		2,2
Bolivia (Estado Plurinacional de) (sin cánones COMIBOL)						34,6 ^e		1,3
Brasil ^f	0,52	0,66	0,64	2,24				
Chile (total GMP-10, CODELCO con dividendos)	6,58 (cobre)	16,07 (cobre)	6,47	17,29	21,8	35,7	8,2	37,5
Chile (CODELCO con dividendos)					17,8	22,1	6,7	23,2
Chile (sólo minería privada GMP-10) ^g					4,0	13,6	1,5	14,3
Colombia ^f	1,73	2,42	0,17	0,91	36,9 ^h	37,1 ^h	1,9	2,1
Ecuador ^f	6,96	14,71	0,01	0,03				
Guatemala ⁱ	0,85	1,44	n.d.	0,24 ^j	n.d.	12,2	n.d.	0,3 ^k
Guyana ⁱ	16,22	11,28	5,62	5,34				
Honduras	0,47	0,86	0,25	0,69	10,2	10,0 ^r	0,05	0,5
Jamaica ^m	4,99	2,80	3,43	1,67				
México	0,80	1,02	0,14	0,34				
Nicaragua ^m	0,74	1,19	0,07	0,63				
Panamá ⁿ	0,49	1,14	n.d.	n.d.				
Perú	4,02	8,50	0,79	7,16	n.d.	27,4	2,9	14,2
República Dominicana	0,75	0,41	0,69	1,96				
Suriname ^m	6,17	12,92	7,26	5,07				
Venezuela (República Bolivariana de)	1,97	2,11	0,32	0,83				
América Latina	n.d.	n.d.	0,54	2,08				
Australia ^{m q}	4,85	7,53 ^q	1,17	4,12	18,0 ^o	26,1 ^p		
Canadá ^m	4,70	6,80	0,20	0,69		38,6		
EE.UU ^m	1,20	1,80	0,00	0,08				
Sudáfrica ^m	7,30	8,10	0,90	2,47				

Fuente: Elaborado sobre la base de datos de COMTRADE, Banco mundial, CEPAL y diversos organismos gubernamentales en cada país.
 Notas:

a Renta minera (% PIB) Banco Mundial, World Development Indicators (WDI).

b Incluye impuestos a la renta + regalías.

c Chile corresponde al período 1994-2003. Honduras corresponde al período 2001-2003.

d El dato de Guatemala corresponde al período 2004-2009.

e El dato 34,6% de Bolivia es para el período 2000-2009, incluye aportes por concepto de "regalías, impuestos a las utilidades e impuestos las remesas, que las empresas mineras hacen al Estado. Excluyen los cánones a la COMIBOL.

f Participación de minería en el PIB es para período 2004-2007.

g Chile: Incluye tributación + impuesto específico o royalty de la gran minería privada del cobre (GMP-10).

h Colombia: Períodos 2000-2003 y 2004-2006. Incluye impuestos y regalías pagadas por las empresas mineras.

i Las cifras de PIB minero incluyen minería, petróleo y gas natural.

j El dato de Guatemala corresponde al período 2006-2009.

k Guatemala: Período 2006-2010. Información sólo para la mina de oro Marlin, la cual es la mina más importante del país, responsable del 95,5% de las exportaciones mineras de Guatemala en 2008.

l Participación de la minería en el PIB: período 2004-2006.

m Las cifras del PIB minero incluyen minería y petróleo.

n El dato de la participación de la minería en el PIB corresponde al período 2004-2008.

o Valor aproximado 1993-2003, con base en Hogan and McCallum (2010), sólo minería metálica.

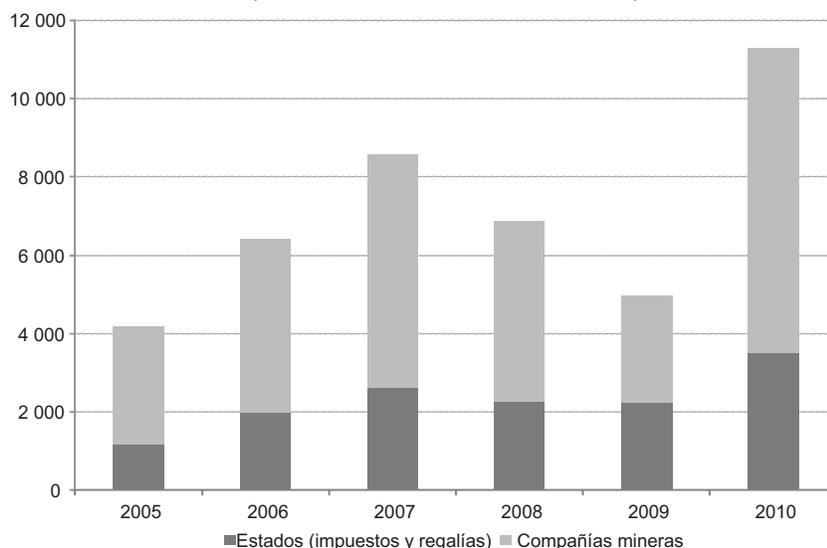
p Valor aproximado 2004-2007, con base en gráficos en Hogan and McCallum (2010), sólo minería metálica.

q El dato de Australia es para 2007, incluye minería metálica y no metálica, petróleo, gas natural y carbón; con base en datos del Banco Mundial y Australian Bureau of Statistics (ABS), en Hogan and McCallum (2010).

r Estimación propia según el 10% del dato de rentas mineras del Banco Mundial.

GRÁFICO 14
MONTO ABSOLUTO DE PAGOS FISCALES REALIZADOS, UTILIDADES DECLARADAS
Y PAGO DE EMPLEADOS POR LAS 10 MAYORES COMPAÑÍAS MINERAS
DEL MUNDO, AGREGADO

(Período 2005-2010, millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Price Waterhouse Coopers (pwc).

Una comparación desfavorable en cuanto al porcentaje de participación Estatal en los beneficios de la minería logrado en América Latina y el Caribe en relación a otras regiones (países mineros en Asia y África, o incluso frente a los estándares prevalecientes en países mineros de la OCDE como Australia y Canadá, entre otros); pudiera indicar que en su afán por atraer inversiones durante los '90s nuestra región se excedió en el otorgamiento de condiciones fiscales al sector³⁰, más allá de lo necesario para lograr los volúmenes de inversión que efectivamente se han materializado.

Tomando este rango de 30-33% como referencia comparativa, la participación en la renta del sector lograda por Bolivia, Chile, Colombia y Perú durante el último quinquenio 2004-2009 de auge de precios estaría cercana al promedio internacional. No así en el caso de los países más pequeños analizados, Guatemala y Honduras, donde la participación lograda (12,2% y 10% respectivamente) es mucho más baja y ofrece un potencial de crecimiento importante.

Sin embargo si consideramos todo el período analizado desde los 1990s para el cual se encontraron datos disponibles por país, observamos que ningún país de la región con la excepción de Perú y Colombia, alcanza el 30% de participación en la renta minera. El Cuadro 9 a continuación recoge estos resultados para el conjunto de países analizados.

En el caso de Chile el aporte de la empresa estatal CODELCO resulta fundamental para alcanzar el 35,7% de participación en la renta del sector lograda durante el último período 2004-2009. El aporte de CODELCO, incluidos los dividendos o excedentes que entrega al fisco, representó 22,1% de la renta del sector durante este último período.

³⁰ Dentro del conjunto de incentivos otorgados que han sido objeto de controversia en varios países de la región, destacan los contratos de invariabilidad tributaria por plazos de duración que en algunos casos se extienden por décadas.

CUADRO 9
PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA ECONÓMICA ESTIMADA
PARA EL SECTOR MINERO

País	Participación Estatal (%) como porcentaje de la renta minera (promedio por período)		
	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período
Bolivia (Estado Plurinacional de) ^a			57,7
Bolivia (Estado Plurinacional de) (sin COMIBOL) ^b			34,6
Chile (cobre, GMP-10+CODELCO)	21,8 ^c	35,7 ^d	32,1 ^e
Chile (cobre, CODELCO, con dividendos)	17,9 ^f	22,1 ^g	21,0 ^h
Chile (sólo minería privada GMP-10)	3,9 ⁱ	13,6 ^j	11,1 ^k
Colombia	48,9 ^l	37,1 ^l	
Guatemala		12,2 ^m	
Honduras	10,2 ⁿ	10,0 ^o	10,1 ^p
Perú		27,4 ^q	
Australia (minería e hidrocarburos)		19,1 ^r	
Australia (minería metálica)	17,9 ^s	26,1 ^t	20,2 ^u
Canadá			38,6
10 mayores trasnacionales mineras Impuestos pagados internacionalmente (% renta bruta). Datos PwC Mine2011		33,6 ^v	33,2 ^w

Fuente: Elaborado sobre la base de datos de COMTRADE, Banco mundial y CEPAL.

Nota: La información de Bolivia (Estado Plurinacional de) se obtuvo del estudio de Rolando Jordán (2010) que utiliza una muestra representativa de 5 empresas de la minería mediana durante 37 trimestres del período 2000-2009. Estas 5 empresas producen el 43% del valor de la producción nacional entre 2000-2009, y 52% entre 2000-2006, antes del inicio del proyecto San Cristóbal.

^a Bolivia (Estado Plurinacional de): Período 2000-2009, incluye pagos por regalías, impuestos a las utilidades y repatriación de utilidades; mas cánones a la COMIBOL.

^b Bolivia (Estado Plurinacional de): Período 2000-2009. La diferencia entre el 57,7% y el 34,6% corresponde a cánones territoriales pagados por empresas mineras a COMIBOL.

^c Chile cobre: Período 1994-2003. Incluye tributación de gran minería privada (GMP-10), impuesto específico o royalty y aportes de mineras estatales a los ingresos fiscales.

^d Chile cobre: Período 2004-2009. Incluye tributación de la gran minería privada (GMP-10), impuesto específico o royalty y aportes de mineras estatales a los ingresos fiscales.

^e Chile cobre: Período 1994-2009. Incluye tributación de gran minería privada (GMP-10), impuesto específico o royalty y aportes de mineras estatales a los ingresos fiscales.

^f Chile cobre: Período 1994-2003. Incluye aportes de mineras estatales (con excedentes de CODELCO)

^g Chile cobre: Período 2004-2009. Incluye aportes de mineras estatales (con excedentes de CODELCO)

^h Chile cobre: Período 1994-2009. Incluye aportes de mineras estatales (con excedentes de CODELCO)

ⁱ Chile cobre: Período 1994-2003. Incluye tributación + impuesto específico o royalty de la gran minería privada del cobre (GMP-10).

^j Chile cobre: Período 2004-2009. Incluye tributación + impuesto específico o royalty de la gran minería privada del cobre (GMP-10).

^k Chile cobre: Período 1994-2009. Incluye tributación + impuesto específico o royalty de la gran minería privada del cobre (GMP-10).

^l Colombia: Período 2000-2006. Incluye impuestos y regalías pagadas por las empresas mineras.

^m Guatemala: Período 2006-2010.

ⁿ Honduras: Período 2001-2003. Estimación propia según el 10% del dato de rentas mineras del Banco Mundial.

^o Honduras: Período 2004-2009. Estimación propia según el 10% del dato de rentas mineras del Banco Mundial.

^p Honduras: Período 2001-2009. Estimación propia según el 10% del dato de rentas mineras del Banco Mundial.

^q Perú: Período 2004-2009. Incluye tributación + regalías.

^r Australia: Dato año 2007. Incluye minería metálica y no metálica, petróleo, gas y carbón; con base en datos Banco Mundial y Australian Bureau of Statistics (ABS), en Hogan and McCallum (2010).

^s Australia: Período 1993-2003, exceptuando el año 1998. Valor aproximado, calculado sobre la base de gráficos en Hogan and McCallum (2010). Incluye sólo minería metálica.

^t Australia: Período 2004-2007. Valor aproximado, calculado sobre la base de gráficos en Hogan and McCallum (2010). Incluye sólo minería metálica.

^u Australia: Período 1993-2007. Valor aproximado, calculado sobre la base de gráficos en Hogan and McCallum (2010). Incluye sólo minería metálica.

^v Las 10 mayores empresas mineras del mundo: Período 2005-2009.

^w Las 10 mayores empresas mineras del mundo: Período 2005-2010.

II. Panorama del sector hidrocarburos en América Latina y el Caribe y su evolución durante la última década

Después de la década de los años 90 - en la cual países como Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela fueron testigos de una activa participación privada fruto de las reformas estructurales del sector dadas por la apertura a la inversión privada en exploración y producción, reformas al régimen de transporte y refinación, desregulación de las actividades de distribución y privatización de las empresas estatales entre otros - el Estado vuelve a ser partícipe en procesos de nacionalización, renegociación contractual, control de precios y mayor control estatal. En lo referente a los contratos de exploración y producción, existen dos clasificaciones generales de regímenes fiscales, el Sistema de Concesión y el de Sistema Contractual, en donde la propiedad del recurso recae sobre la compañía privada y sobre el Estado respectivamente³¹.

Perú, Brasil y Colombia desde 1993, 1997 y 2004 respectivamente mantienen una política de libre mercado enfocada a una liberalización de precios, fomento a la competencia e inversión extranjera directa mediante autoridades reguladoras nacionales. Las rondas de licitación y adjudicación

³¹ Asimismo el Sistema Contractual se subdivide en aquellos Contratos de Servicio y Contratos de Producción Compartida, donde en el primero el pago al contratista es en dinero mientras en el segundo en petróleo y/o gas natural. De igual forma el Contrato de Servicio se subdivide en Contrato de Servicio Puro y Contrato de Servicio de Riesgo, donde en el primero el pago es fijo mientras que en el segundo en función a la rentabilidad y condiciones de mercado.

de áreas, la participación en iguales condiciones de empresas petroleras estatales como la brasileña Petrobrás o la colombiana Ecopetrol en el proceso licitatorio junto con una mayor autonomía de gestión, participación privada e independencia presupuestaria de éstas, muestran en algún grado la liberalización del sector.

México desde la nacionalización del sector en 1938 tiene en su empresa petrolera estatal Pemex el monopolio de toda la actividad, la misma que trata de equilibrar su obligación de financiadora del presupuesto público- e implícitamente de pagadora de deuda- con su obligación de producir petróleo, mantener su estatus de exportador, satisfacer a la opinión pública y realizar inversiones en un panorama de limitada independencia operativa y presupuestaria entre otros.

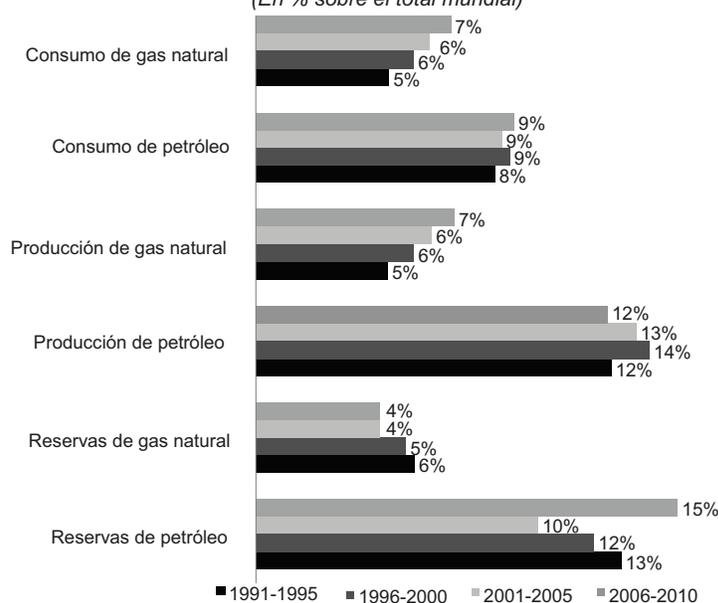
Países como Bolivia en el 2006, Ecuador en el 2010 o Venezuela a partir del año 2000 emprendieron procesos de nacionalización o mayor control estatal a través de sus empresas nacionales al renegociar contratos con mayor presencia estatal, como aquéllos de operación, servicios y mixtos respectivamente. Asimismo Bolivia estipuló en su carta magna del 2009 la prohibición expresa para las empresas privadas de presentar como suyas las reservas del país en sus estados financieros al momento de cotizar en bolsa (SEC Securities and Exchange Commission).

Se observa la relación existente entre precios, prospectiva geológica (que influye en la condición de país exportador-importador), y el grado de control estatal en las reformas sectoriales regionales. Países con tradición exportadora y/o favorable prospectiva geológica en escenarios de precios altos, tienden al mayor control estatal. Por el contrario, países importadores con necesidades de desarrollar su industria liberalizan el sector permitiendo la propiedad privada en la industria. En la práctica tanto los países, tenedores de los recursos y reservas, cuanto las empresas petroleras, tenedoras de la tecnología y el capital, no pueden actuar unilateralmente siendo imprescindible su interacción en un mercado global que resulta ser a todas luces incierto, dinámico y competitivo.

En el quinquenio 2006-2010 Latinoamérica representó a nivel mundial la segunda región con mayor número de reservas petroleras, después del Medio Oriente, con una participación del 15%.

El crecimiento de 40% en reservas de petróleo y gas natural el año 2008 se debió a la certificación de reservas del proyecto Magna en la faja del Orinoco en Venezuela y a una exploración exitosa en Brasil y Colombia principalmente. El crecimiento de precios internacionales WTI registrado a partir del 2003 ciertamente coadyuvó en la actividad exploratoria y en la certificación de reservas por sobre el riesgo exploratorio, que asimismo se vio demostrada por la creciente contratación regional y mundial de equipos de perforación evidenciada desde entonces (gráficos 15, 16a, 17).

GRÁFICO 15
INCIDENCIA MUNDIAL DE AMÉRICA LATINA EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS NATURAL
(En % sobre el total mundial)



Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011.

A pesar del anterior crecimiento y por ende del precio de exportación de gas natural, las reservas gasíferas regionales en el último quinquenio perdieron representatividad a nivel mundial llegando al 4%. Regiones como Norteamérica, Asia Central y Medio Oriente fueron las de mayor crecimiento y en específico Estados Unidos con sus reservas probadas de gas no convencional, Turkmenistán y Qatar.

En los últimos años la producción regional del total de hidrocarburos fue decreciendo, al contrario de la tendencia mundial, y viene perdiendo protagonismo en petróleo a favor de regiones como Norteamérica, Europa del Este, Asia Central y África en la que una mayor actividad de desarrollo permitió incrementar producción en yacimientos de arenas bituminosas en Canadá, Kashagán en Kazajstán, Sakhalin en Rusia o Girassol y Mondo I en Angola.

GRÁFICO 16
CRECIMIENTO DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO,
PIB REGIONAL Y MUNDIAL SOBRE EL SECTOR

(En % de variación anual e índices (eje izquierdo) y en unidades específicas¹ (eje derecho))

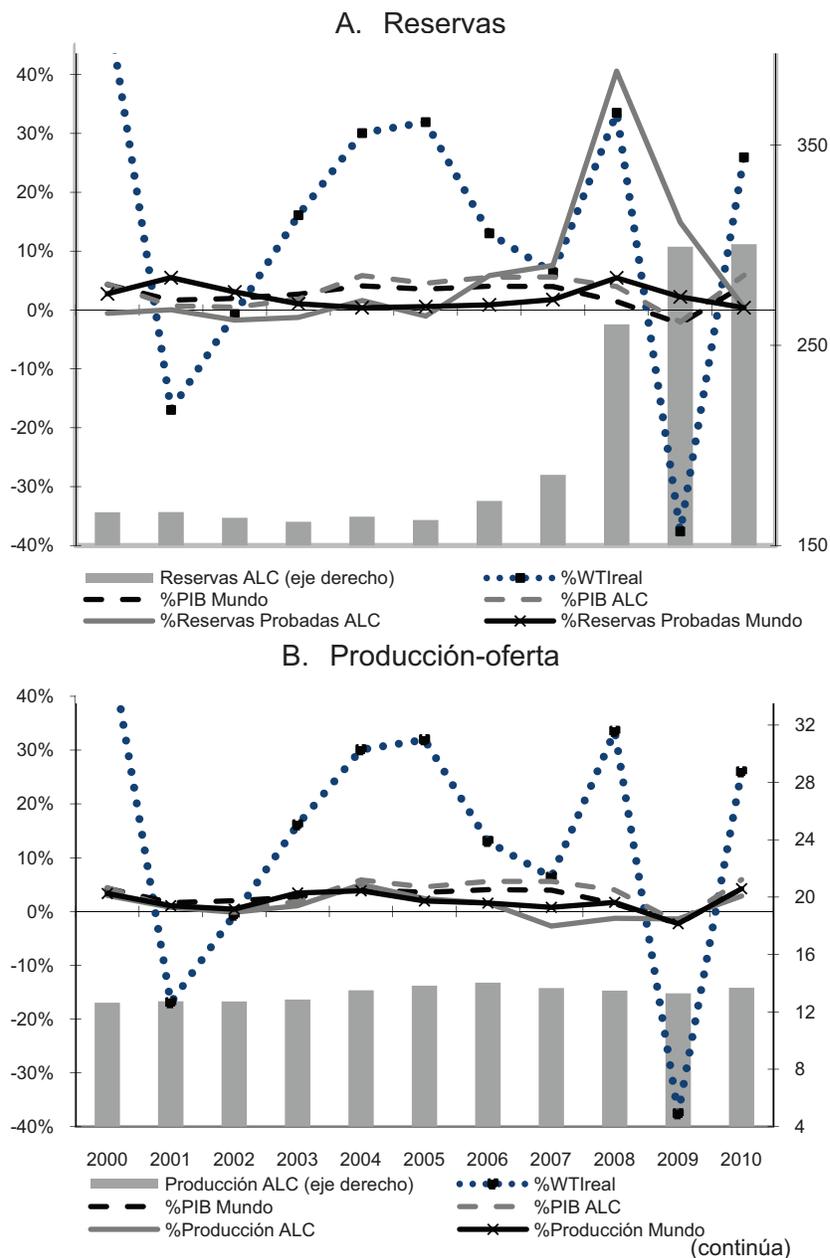
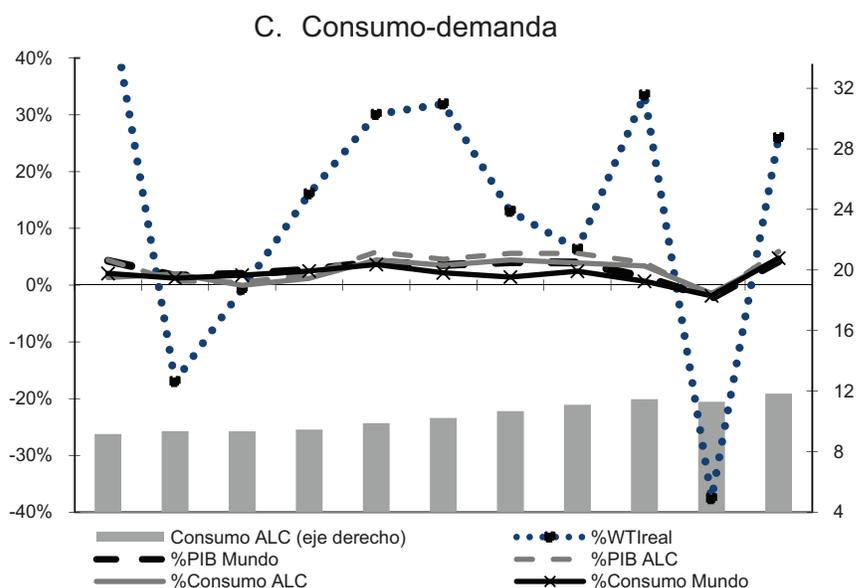


Gráfico 16 (conclusión)



Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial 2012, BP 2011, Cepal 2012, AIE 2011.

Nota: Las reservas están expresadas en miles de millones de barriles equivalentes de petróleo, la producción y consumo están en millones de barriles equivalentes de petróleo día.

El crecimiento de reservas, producción y consumo agrupa tanto Gas Natural y Petróleo, utilizando como unidad a barriles equivalente de petróleo con un factor de conversión promedio mundial para gas natural, calculado por la empresa British Petroleum BP, de 5.61 mil pies cúbicos por barril equivalente.

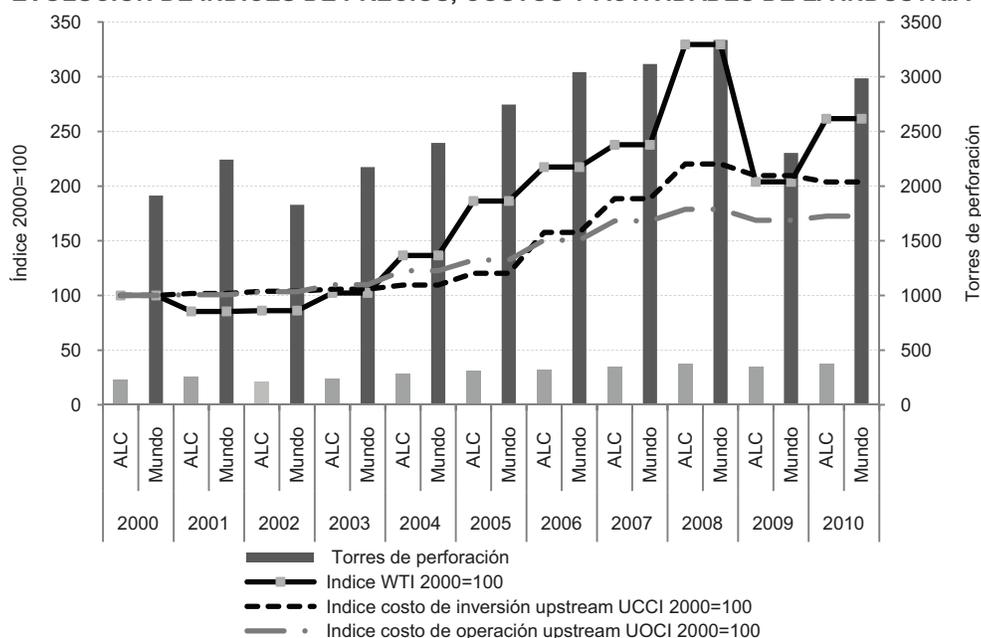
El WTI nominal se lo deflactó utilizando el índice de precios al consumidor estadounidense urbano (CPI-U) base 2000=100.

Las tasas de crecimiento del PIB mundial y regional son calculadas sobre valores reales y fueron obtenidos de las bases de datos electrónicas al 2012 del Banco Mundial y de la Cepal respectivamente.

Desde el 2004 los altos niveles de crecimiento anual del consumo regional y mundial de 3% y 2% respectivamente - y su correlación en el correspondiente crecimiento del PIB de 4% y 3% - fueron mayores al crecimiento de la producción de hidrocarburos, dando a entender que si bien el crecimiento de precios internacionales en un período de bonanza económica se reflejó en mayores actividades de perforación y/o recuperación mejorada de petróleo, éste no fue suficiente para hacer frente y/o disminuir el declino natural de la producción en campos existentes.

La menor velocidad de crecimiento de la oferta petrolera respecto a la demanda regional, puede ocasionar un problema de suministro y seguridad energética, disminuir el volumen disponible para exportaciones y en países con un crecimiento sostenido de gasto fiscal - correlacionado al ingreso por hidrocarburos - generar un problema de iliquidez, déficit fiscal, incremento en el endeudamiento interno-externo, emisión de moneda y/o reducción de reservas internacionales netas.

GRÁFICO 17
EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE PRECIOS, COSTOS Y ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA



Fuente: Elaboración propia en base a Baker and Hughes 2012, BP 2011, AIE 2011, IHS CERA 2012.

Nota: El índice de costos de operación (UOCI) e inversión (UCCI) son índices realizados en función a costos nominales de una cartera de proyectos "upstream" representativos a nivel mundial calculados periódicamente por la consultora IHS-CERA.

El número de torres de perforación son aquellas activas de petróleo y gas natural promedio y no consideran aquellas catalogadas como misceláneas para América Latina, independiente si éstas son de pozos exploratorios o de producción, y son calculadas periódicamente por la empresa de servicios petroleros Baker and Hughes.

A. Producción y consumo

Al 2010 México es el principal productor de petróleo (3 millones de barriles por día de petróleo) y gas natural (5.5 mil millones de pies cúbicos por día) con un crecimiento interanual en el periodo 2006-2010 de -5% y 4% respectivamente, siguiéndole Venezuela y Brasil en petróleo y Trinidad & Tabago y Argentina en gas natural (gráfico 18).

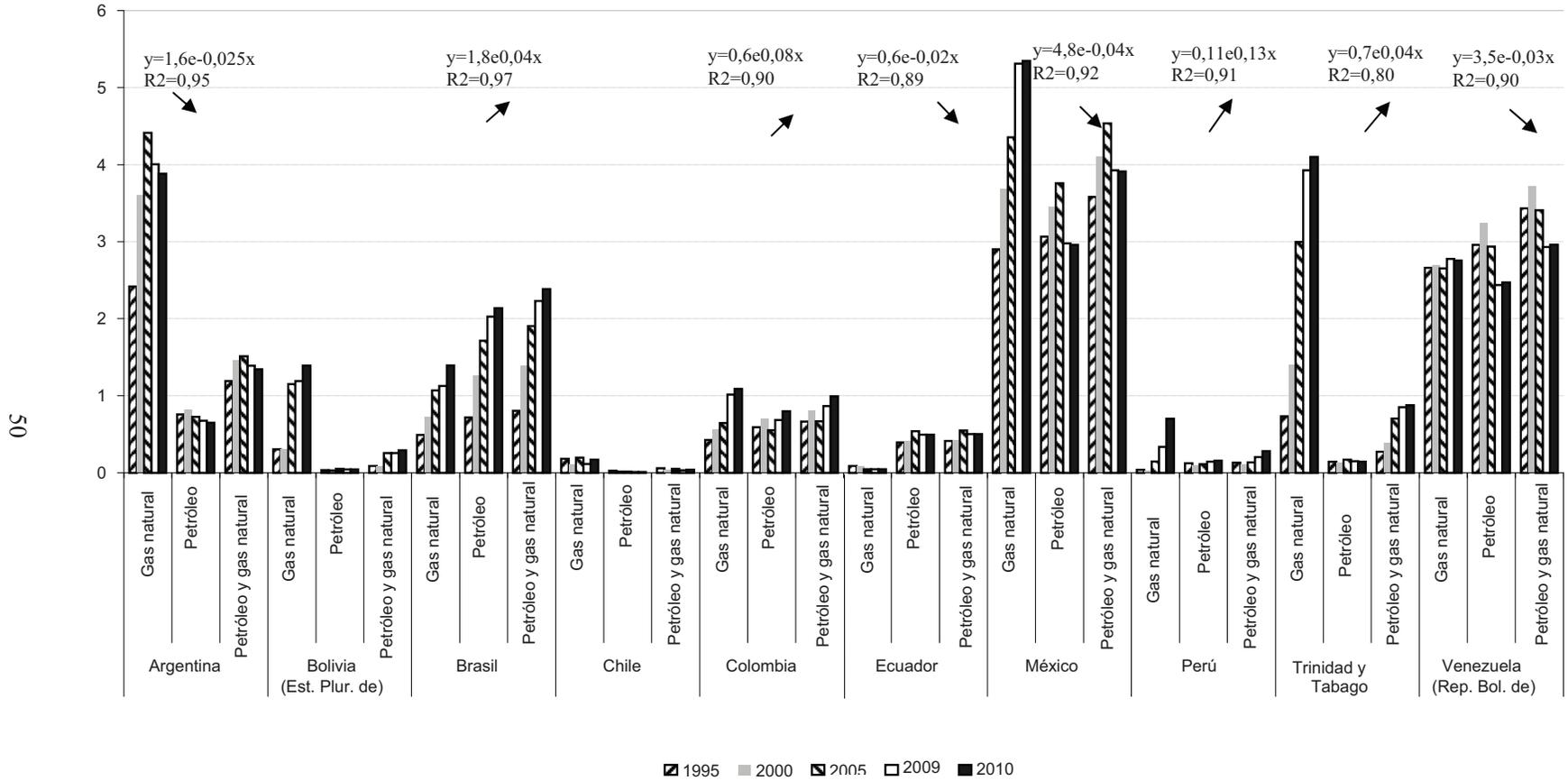
Según la clasificación internacional, la producción petrolera mexicana, venezolana y brasileña corresponde a un crudo pesado-agrio, medio-agrio y pesado-medio agrio respectivamente lo que implica su tratamiento en refinerías especiales y es el principal motivo por el que su precio en el mercado internacional tiende a ser menor que para aquellos livianos y dulces. A mayor densidad del petróleo, mayor la cantidad de carbono, menor su calidad y mayor la proporción de productos pesados que se producen de éste. Bolivia es un caso particular porque si bien su mezcla es superliviana-dulce esto se debe a que su composición es principalmente de condensado y gasolina natural, componentes asociados a la extracción de gas natural en campos gasíferos.

El poder calórico del gas natural, parámetro importante en el comercio internacional el cual se fija en términos energéticos antes que volumétricos, muestra que en la mayoría de los países éste es superior a la unidad demostrando la existencia de otras cadenas de hidrocarburos (e.g. etanos, propanos, butanos) que generan mayor valor de venta y abren la posibilidad del desarrollo de industrias como la petroquímica.

Sin embargo el hecho de poseer las mayores reservas o la mayor producción no implica la falta de dificultades de una disminución evidente en la producción de hidrocarburos que se observa en la mayoría de los países y a nivel latinoamericano como se vio anteriormente.

GRÁFICO 18 PRODUCCIÓN EN PAÍSES SELECCIONADOS

(En millones de barriles de petróleo, millones de barriles equivalentes de petróleo para total hidrocarburos y miles de millones de pies cúbicos de gas natural por día)



Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011, ENI 2010.

Nota: El ajuste exponencial corresponde a la producción total de petróleo y gas natural del periodo 2005-2010, y presenta para todos los casos un coeficiente de determinación R2 cercano al 0.9.

Los barriles equivalentes de petróleo consideran un factor de conversión promedio mundial para gas natural, calculado por la empresa British Petroleum BP, de 5.61 mil pies cúbicos por barril equivalente de petróleo.

Casos evidentes de declino exponencial³² en la producción total de hidrocarburos se dan en países como México, Venezuela, Argentina y Ecuador con tasas anuales cercanas al -4%, -3%, -3% y -2% respectivamente, el cual a mediano plazo puede poner en riesgo la seguridad energética, el desarrollo (energético) sostenible, el financiamiento y sustento fiscal y aumentar las expectativas de inseguridad jurídica ante amenazas de expropiaciones en Argentina³³ (gráfico 18).

Se observa asimismo casos exitosos en la que la que el declino natural de los campos fue compensado con mayor producción en desarrollo con crecimientos exponenciales de 13%, 8%, 4% y 4% para Perú, Colombia, Brasil y Trinidad y Tabago.

En gas natural casi todos los países de la región (excepto Argentina y Venezuela) tuvieron una producción creciente. Un caso para mencionar es México donde campos como Cantarell, Alambra y Arenaria en el reservorio de Burgos contribuyeron con más del 25% de la producción, en un escenario de recuperación de precios y cerca de 18 torres de perforación el 2010 (ver anexo capítulo II). Este escenario contrario al petrolero habrá que analizar si se debe a la participación privada permitida en la producción de gas no asociado y a los contratos de servicios anunciados por Pemex³⁴.

En el caso petrolero, parece que no fue suficiente que el crecimiento en precios y mayor actividad de perforación en México, Venezuela o Ecuador se sobreponga a la producción declinante en campos maduros y más aún si ésta está sujeta a límites de producción OPEP como el caso de Venezuela y Ecuador con cuotas de 1.99 y 0.43 millones de barriles de petróleo por día el 2010 respectivamente. La insuficiente inversión público-privada en infraestructura y en actividades de exploración, mantenimiento y desarrollo de campos, puede ser el problema.

A manera de ejemplo se estima que Venezuela requiere de una inversión anual de 3 mil millones de dólares para mantener sus niveles actuales de producción en campos existentes³⁵. Asimismo se observa que el 2009 y 2010 a un precio del crudo Maya de 55 y 75\$us/Bbl, con 100 y 75 torres de perforación petroleras activas respectivamente, México fue el país con mayor actividad en la industria y a la vez mayor tasa de declino (ver anexo capítulo II).

La postura de uno de los principales productores mundiales como Arabia Saudita, que influye en las decisiones OPEP y ésta en las de Venezuela y Ecuador, no sólo se basa en disminuir la producción, para así aumentar el precio y la ganancia de acuerdo al comportamiento propio del cartel, sino también en aumentarla y disminuir la volatilidad de precios. Altos precios del petróleo por encima de 100 dólares el barril representan la antesala de una recesión económica y un menor consumo mundial de petróleo en mediano y largo plazo con implicancias sobre los ingresos fiscales de estos países. Asimismo precios por debajo de los 70 dólares el barril representan un desincentivo a la inversión en proyectos con altos costos de desarrollo como aquéllos de petróleo extrapesado en Venezuela, de aguas ultra profundas en Brasil y México con costos unitarios estimados de cerca 100, 60 y 50 dólares el barril respectivamente³⁶.

A futuro, el éxito del desarrollo de las reservas de petróleo extrapesado venezolanas en la faja del Orinoco a parte de requerir de precios altos, requiere de un buen relacionamiento contractual entre PDVSA y los socios privados en los contratos mixtos, en los cuales se espera casi duplicar la producción venezolana actual al aumentar la oferta en 2 millones de barriles día (Cuadro 10).

Asimismo, el éxito futuro de programas como el gas-plus o petróleo plus en Argentina, que buscan premiar el desarrollo de hidrocarburos no convencionales a través de su venta a mayor precio, la perspectiva de consolidar la liberalización del mercado petrolero mexicano a la inversión privada a partir

³² Otros métodos de cuantificar la declinación de pozos o campos es a través de aproximaciones armónicas e hiperbólicas.

³³ Plataforma Energética, 2012.

³⁴ EIA, 2011.

³⁵ Ibid.

³⁶ Bourland y Gamble, 2011.

de una nueva gestión de gobierno³⁷; dependerán de su capacidad inmediata de aumentar reservas y/o producción en un plazo que para la industria no resulta ser menor a 5 años.

CUADRO 10
PLAN DE DESARROLLO DE LA FAJA DEL ORINOCO EN
LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

Grupo	Proyecto	Fecha planeada de inicio	Producción 106 barriles día	Socios PDVSA 60% con:
Acuerdos Bilaterales	Junín 2	2012	0,20	Petro Vietnam 40%
	Junín 4	2012	0,40	CNPC 40%
	Junín 5	2013	0,24	ENI 40%
	Junín 6	2014	0,45	Lukoil-Gazprom, etc. 40%
Ronda de adjudicación Carabobo	Carabobo 1	2014	0,40	Consorcio hindú 18%, Petronas 11%, Repsol YPF 11%
	Carabobo 3	2014	0,40	Chevron 34%, Inpex-Mitsubishi 5%, Suelopetrol 1%
Total			2,09	

Fuente: EIA 2011, PDVSA 2012.

Nota: El desarrollo de la faja del Orinoco viene desde 1999 con proyectos como Petromonagas, Petrocedeño y Petropiar en contratos mixtos de PDVSA con BP (16.66%), Total-Statoil (40%), y Chevron (30%).

Por otro lado como ya se mencionó, Perú, Colombia y Brasil abrieron su industria petrolera a la inversión extranjera desde mediados de la década de los 90's. Los países permitieron una mayor participación privada en intereses hidrocarburíferos al suscribir contratos de concesión con propiedad privada en la producción, habilitaron áreas tradicionales y no tradicionales a subasta internacional (donde las compañías petroleras nacionales como Ecopetrol y Petrobrás también compitan), realizaron reformas fiscales con menor régimen regalitario escalonado y emitieron licencias exploratorias más largas.

Sin embargo, para el desarrollo de las grandes reservas del pre-sal, el Estado brasileño a partir del 2010 muestra señales de mayor control estatal al legislar la creación de un ente público administrador de la producción Petrosal, el financiamiento de Petrobrás con recursos públicos, la creación de un fondo de desarrollo con ingresos de las ventas y la suscripción de nuevos contratos de producción compartida, en vez de aquéllos de concesión vigentes, en donde Petrobrás sea el operador y tenga al menos el 30% de las acciones en los proyectos³⁸.

Por su parte los nuevos contratos colombianos están dejando de ser contratos netamente de concesión a ser contratos híbridos con aspectos propios de aquéllos de producción compartida, al solicitar la estatal reguladora ANH a las empresas ofertantes en las rondas de adjudicación de áreas, un porcentaje de la producción "profit oil" en boca de pozo³⁹.

Bolivia por su parte en la renegociación contractual del 2006 pasó de tener un régimen de concesiones a uno de servicio de riesgo. El nuevo contrato a pesar de considerar altos niveles fijos de regalías e impuestos, cerca de 50% del valor en boca de pozo, muestra aspectos de progresividad en la determinación de la participación de la compañía estatal YPFB en las ganancias del contrato a través del índice B muy similar al factor de rentabilidad R teórico.

Para fines de comparación, al 2011 el Perú contaba con cerca de 100 contratos de exploración y explotación suscritos, Colombia con 70 empresas petroleras internacionales en el *upstream* mientras que Venezuela para el desarrollo de la faja del Orinoco se asoció con cerca 19 empresas internacionales y en

³⁷ El sector espera que con una victoria del candidato del Partido Revolucionario Institucional, Enrique Peña Nieto, en las elecciones presidenciales de Julio 2012 se liberalice el monopolio estatal de Petróleos Mexicanos Pemex que se viene dando desde la nacionalización de la industria en 1938 (Latin American Monitor, 2012).

³⁸ EIA, 2011.

³⁹ Medinaceli, 2010.

la Argentina como en Bolivia la presencia privada llegaba a cerca de 10 empresas operando en reservorios convencionales⁴⁰.

Dado que los precios altos (ó bajos costos de producción por aspectos técnico-geológicos favorables en ciertos países) pueden no necesariamente ser suficientes en la atracción de capital y posterior aumento de reservas y producción, existen otras condicionantes a ser consideradas.

La estabilidad fiscal y su grado de progresividad son aspectos importantes en la suscripción de contratos petroleros y atracción de inversión extranjera directa para el sector. La proporción de impuestos, regalías y participación de la compañía estatal en la renta petrolera “*government take*” tiene que aumentar ante incrementos del precio del petróleo (valor ó flujo de caja del proyecto) y disminuir ante decrementos de éstos.

Para lograr la progresividad del sistema se utilizan mecanismos como regalías escalonadas en relación al volumen o valor de la producción y/o determinación de la participación de la compañía estatal en función a un coeficiente de rentabilidad R del negocio en los casos de que los contratos sean del tipo de sistema contractual⁴¹. Regalías fijas y altos niveles impositivos inelásticos al precio o a la rentabilidad por su parte ocasionan la regresividad fiscal del sistema.

Asimismo existe evidencia de que a nivel mundial y regional el aplicar las mismas condiciones fiscales a campos pequeños como grandes, *offshore* como *onshore*, al inicio como en el “*plateau*” del perfil de producción ocasiona una regresividad fiscal del sistema⁴². Por lo que tanto las regalías como impuestos debieran ser menores en campos pequeños, *offshore* y al inicio del proyecto.

1. Consumo

El consumo primario energético de los países se lo satisface con producción primaria, importaciones netas de exportaciones y variaciones de stock⁴³, por lo que la satisfacción de la demanda está muy relacionada con el comercio internacional.

Para ver el grado de comercio internacional en la región se utiliza el ratio producción/consumo, donde un índice mayor a uno significa el grado de exportación del producto, un índice igual a uno significa que la producción domestica satisface la demanda local y un índice menor a uno significa la porcentual en la que la producción doméstica satisface la demanda ó el grado de importación.

La disminución de este ratio promedio en Latinoamérica de 1.5 a 1.2 en los últimos 15 años se da por dos factores, uno por la disminución en los niveles de producción (exportable) mencionado en el punto anterior y otro por el crecimiento en la demanda interna, la cual parecería ser inelástica al precio debido posiblemente al subsidio existente sobre los carburantes en el transporte automotriz y en el gas natural de consumo residencial. La región en promedio resulta ser una región exportadora de petróleo y casi autosuficiente en gas natural sin embargo cada vez menos (gráfico 19).

La demanda de hidrocarburos no abastecida con producción nacional ocasiona la importación. Se evidencia niveles crecientes de proporción de consumo importable tanto de petróleo como de gas natural en Chile, de petróleo en Bolivia y Perú y de gas natural en México, Venezuela y Brasil.

En el comercio interregional Chile, al igual que los países de Centroamérica, es el país que presenta el mayor grado de importación de petróleo proveniente de Ecuador y gas natural LNG de Guinea Ecuatorial, Egipto y Trinidad y Tabago con índices de 0.1 y 0.5 respectivamente para el 2009 y 2010 respectivamente. Brasil si bien presenta para el petróleo un índice de cerca 0.8 el 2010, el consumo excedente para el autotransporte es compensado con producción de etanol de cerca 0.6 millones de barriles día, lo cual de considerarse posicionan al Brasil como un exportador de líquidos.

⁴⁰ EIA, 2011.

⁴¹ Johnston, 1994.

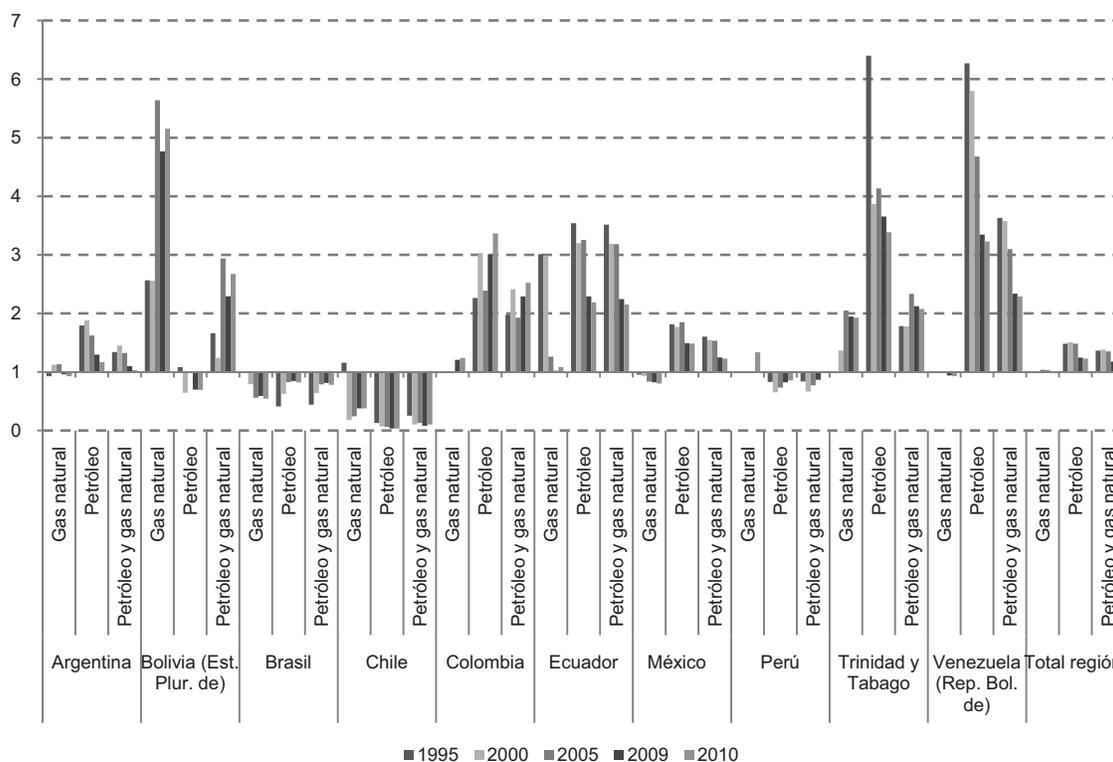
⁴² Khelil, 1995.

⁴³ La Agencia Internacional de Energía (AIE) establece la oferta primaria de energía (TPES) es igual a la suma de la producción primaria más importaciones, menos exportaciones, más variación de stock, para los recursos energéticos primarios como: carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear, hidroelectricidad, biocombustibles y otros.

Colombia, Venezuela, Ecuador y México al ser exportadores netos de petróleo presentan índices cercanos a 3.5, 2.5 y 1.5 para los dos primeros, tercero y cuarto respectivamente al 2010. El ratio petrolero decreciente para Ecuador, México, Venezuela en los últimos años implica menor proporción de producción exportable a mercados tradicionales como Estados Unidos, China, países de Europa y la India. Colombia por su parte fortalece su posición de exportador a Estados Unidos y Perú aunque importador de Ecuador cada año satisface en mayor proporción su consumo con producción nacional.

En el saldo comercial de gas natural (Gráfico 20), se observa que en los últimos cinco años la región amplió su diversificación de fuentes de suministro de gas natural a aquella vía LNG. El suministro tradicional a través de gasoductos no fue suficiente para contar con seguridad energética recurriendo al transporte marítimo, aumentando el comercio mundial y para algunos propiciando la desintegración energética. Gracias a este aumento queda por preguntarse si el gas natural es ya un “commodity”.

GRÁFICO 19
PRODUCCIÓN/CONSUMO PARA PAÍSES SELECCIONADOS



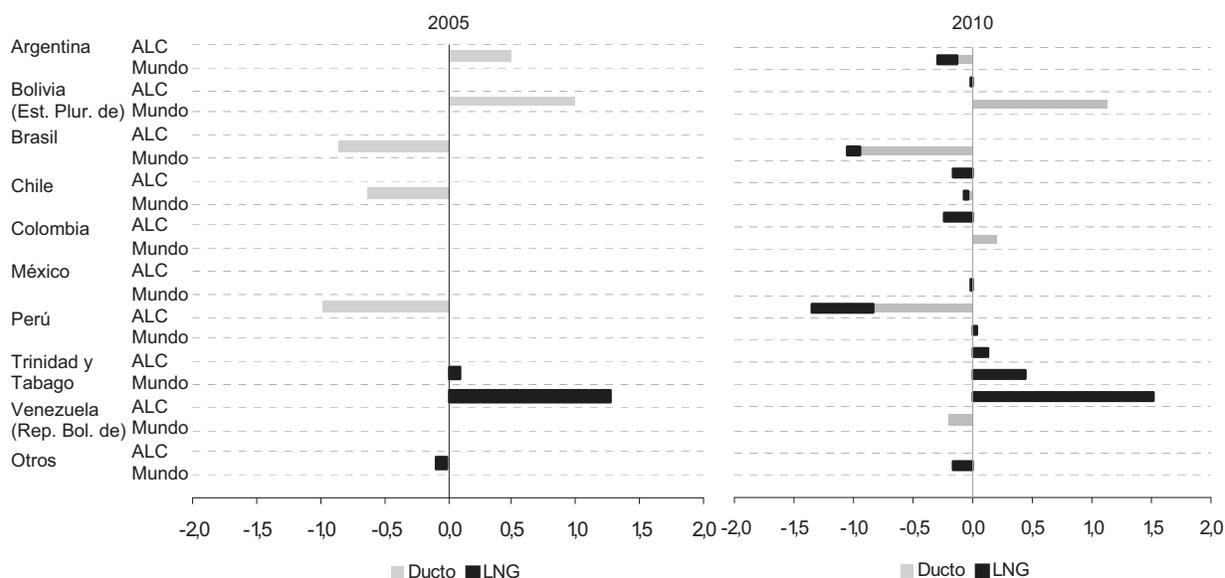
Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011, ENI 2010.

Como el principal productor y relevante importador de gas natural, México aumentó su suministro de LNG de Nigeria y disminuyó aquél por ductos de Estados Unidos. Brasil, aumentó tanto su suministro regional por ductos de Bolivia, por LNG de Trinidad y Tabago y su suministro mundial de Nigeria.

Argentina y Venezuela por un lado y Perú y Colombia por otro cambiaron su situación de manera inversa en el comercio de gas natural. Argentina pasó de ser exportador por ducto a Chile a importador por ducto de Bolivia y LNG de Trinidad y Tabago. Colombia y Perú pasaron de equilibrio en su mercado doméstico a exportadores por ducto a Venezuela y LNG a España respectivamente.

GRÁFICO 20
SALDO COMERCIAL POR MEDIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL
ENTRE PAÍSES SELECCIONADOS CON AMÉRICA LATINA Y EL MUNDO

(En miles de millones de pies cúbicos por día)



Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011, BP 2006.

Nota: El saldo comercial se refiere a la diferencia entre exportaciones e importaciones

Bolivia por su lado es el país que presenta la mayor proporción de producción de gas natural exportable al contar con un ratio producción/consumo que supera el 5 en contratos de largo plazo de suministro por ductos⁴⁴ a la Argentina y al Brasil y es el país exportador de gas natural por ducto más importante de la región con un crecimiento de 1.00 a 1.15 miles de millones de pies cúbicos día ó un 3% de crecimiento interanual en los últimos cinco años.

B. Reservas⁴⁵

El proceso de acumulación de reservas y creación de valor, y su posterior certificación mediante la terciarización de la actividad a compañías especializadas como Ryder Scott o DeGolyer and Macnaughton, se genera mediante el descubrimiento de recursos provenientes del éxito exploratorio en yacimiento - dado principalmente por actividades de sísmica, gravimetría, estratigrafía, perforación de pozos exploratorios, etc.- sujeto a condiciones técnico-económicas y legales ya mencionadas⁴⁶.

⁴⁴ Los contratos de comercialización y transporte de gas natural por ducto son de largo plazo con niveles elevados de inversión en facilidades de campo, ductos y sistemas de compresión. La amortización de inversiones y el financiamiento de proyectos están condicionados a cláusulas contractuales de cumplimiento para el comprador y vendedor. Además de establecerse entre partes una cantidad contractual, el comprador está obligado a retirar ó pagar un valor mínimo de gas natural "Toma o Paga" ó en inglés "Take or Pay TOP" y el vendedor a entregar ó pagar a su vez otro nivel mínimo "Entrega o Paga" ó en inglés "Deliver or Pay DOP". El DOP es mayor al TOP y ambos son crecientes en el tiempo. Lo anterior origina que la producción de equilibrio entre oferta y demanda tienda a los niveles contractuales ó al menos sobre los mínimos, reduciendo su fluctuación más no impidiendo un eventual menor nivel de producción programada.

⁴⁵ En la industria existen dos definiciones de reservas, determinística y probabilística (SPE, 2009). Si bien ambas son complementarias demuestran que la estimación e incertidumbre de reservas está sujeto al nexo entre condiciones geológicas, tecnológicas, económicas y legales. Para que un recurso sea considerado reserva y más aún ser catalogado como probable, el desarrollo y explotación de la producción a lo largo de la vida del reservorio tiene que ser rentable y comercialmente atractivo para el Estado y/o empresa petrolera. Esta rentabilidad además de estar en función a los precios de venta, costos de inversión y operación, se da bajo condiciones legales presentes en contratos de exploración y producción, contratos de comercialización y el régimen fiscal imperante referente a impuestos, regalías, etc.

⁴⁶ Además de que las reservas pueden aumentar debido a nuevos descubrimientos, la contabilidad petrolera moderna (Gallun et al., 2001) sugiere que esta variable de stock puede aumentar o disminuir anualmente debido a otras variables de flujo. Las revisiones en estimaciones previas (e.g. cuando existe mayor certeza respecto a variables inciertas como precios, costos, porosidad del reservorio o

Al año 2010 Venezuela es el país que posee la mayor cantidad de reservas de petróleo (211 mil millones de barriles) y gas natural (193 billones de pies cúbicos), seguida de Brasil, México en petróleo y México, Brasil en gas natural (Gráfico 21).

El proyecto Magna en Venezuela iniciado en el 2005, que involucró la división de la región del Orinoco en 27 bloques y la cuantificación de reservas in-situ, representó para Venezuela el principal salto en reservas de un 40% el 2008. Sin embargo, según analistas esta acumulación se debe principalmente a la certificación en reservas de los recursos de petróleo extrapesado que ya existían, antes que a una mayor actividad exploratoria⁴⁷.

Con excepción de Venezuela, Brasil y Perú, los otros países de la región tuvieron una disminución de reservas siendo el caso más evidente el de México que después de contar con reservas cercanas a 60 mil millones de barriles equivalentes de petróleo el año 1995 llegaron a sólo 15 el 2010, una disminución del 75% en el periodo ó 9% por año.

La estimación de BP al 2010 no toma en cuenta los recursos del pre-sal brasileño descubiertos en el 2007 en el campo Tupi y otros del reservorio de Santos, los cuales se estiman ascenderían a 50 mil millones de barriles equivalentes de petróleo, que de considerarse como reservas casi cuadruplicarían las actuales. En el plan de negocios de Petrobrás del próximo quinquenio se estima una inversión de cerca 33 mil millones de \$US para la exploración y desarrollo de estos recursos⁴⁸.

La región y en específico Argentina y México tendrían una oportunidad para mejorar los niveles decrecientes de sus reservas al poder en un futuro certificar sus actuales recursos técnicamente recuperables de gas natural no convencional. Una vez que la tecnología ó mayores incentivos fiscales hagan que las técnicas de fractura hidráulica sean cada vez más económicas, los recursos de cerca 774 y 681 billones de pies cúbicos de gas natural respectivamente - estimados al 2010 por la agencia estadounidense Administración de Información Energética EIA - irán certificándose como reservas.

A nivel mundial se estima que el desarrollo de las reservas de gas no convencional conllevará a profundizar el consumo de gas natural en la matriz energética e igualación con aquél petrolero en los próximos 20 años. Asimismo su desarrollo permitirá la formación de precios de gas natural en función a los costos de desarrollo y producción de reservas (no) convencionales, independiente de la formación y fluctuación del precio del petróleo ó de sus derivados considerados como sustitutos. Esta situación ocasionó que a partir del 2009 la evolución casi constante de los precios del gas natural Henry Hub sea distinta a aquella creciente del petróleo WTI⁴⁹.

tasa de recuero), las técnicas de recuperación mejorada (e.g. actividades de inyección de gas natural ó CO2 al reservorio), el saldo neto de compra-venta de reservas (e.g. en países donde se puede comprar/vender reservas al comprar/vender la tierra al propietario) y la producción del año, son variables a considerarse.

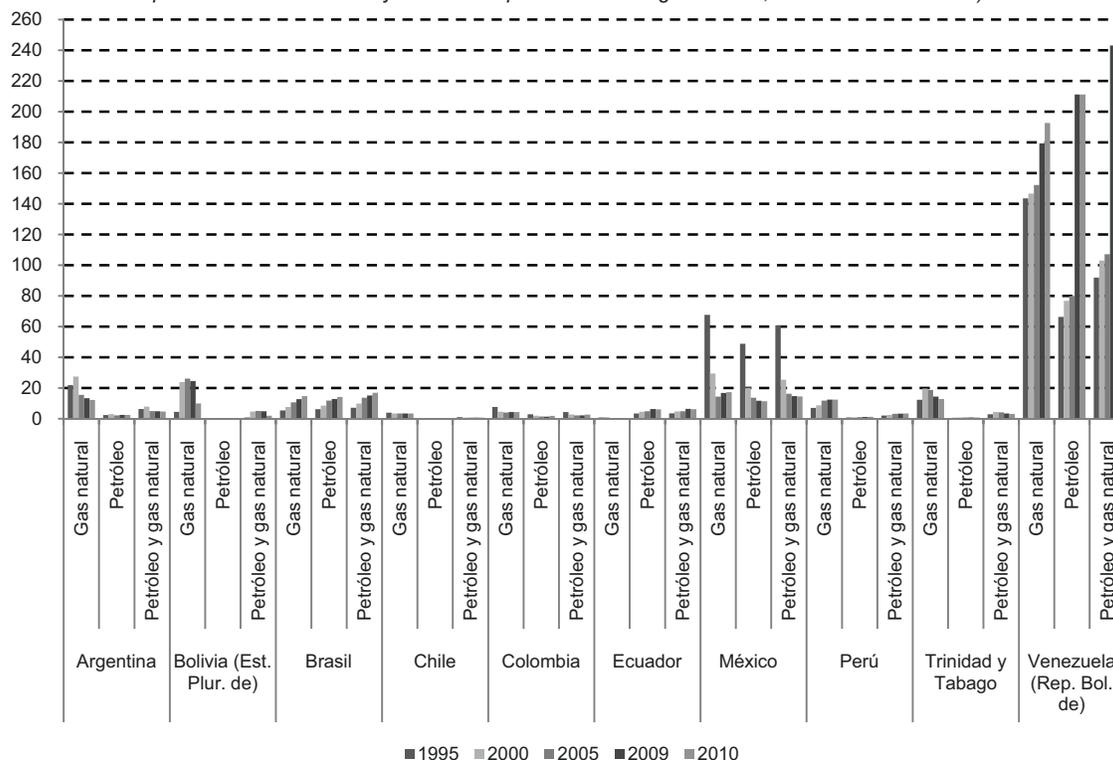
⁴⁷ Fundación Bariloche, 2012.

⁴⁸ EIA, 2011.

⁴⁹ Bourland y Gamble, 2011.

GRÁFICO 21 RESERVAS EN PAÍSES SELECCIONADOS

(En mil millones de barriles de petróleo, mil millones de barriles equivalentes de petróleo para total hidrocarburos y billones de pies cúbicos de gas natural, a finales de cada año)



Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011, ENI 2010.

Nota: Los barriles equivalentes de petróleo consideran un factor de conversión promedio mundial para gas natural, calculado por la empresa British Petroleum BP, de 5.61 mil pies cúbicos por barril equivalente.

Argentina, Bolivia y México no pudieron aprovechar el auge de precios altos para acumular reservas, siendo aspectos regulatorios como menores precios de venta fijos al mercado interno, altas tasas de regalías e impuestos junto a condiciones más restrictivas en el mercado como mayores costos de inversión, operación y acceso a financiamiento - acentuadas en la crisis económica mundial - algunos de los problemas que eventualmente coadyuvaron a esta situación. De igual forma las revisiones en estimaciones previas en México y Bolivia los años 2000 y 2010 respectivamente influyen en la disminución de reservas.

1. Relación reserva/producción

Una manera tradicional de medir la abundancia de los recursos naturales no renovables es la relación reserva/producción o la duración estimada de la reserva, que expresa el número de años que podrán durar las reservas al ritmo de producción actual. Este indicador proporciona la situación de la abundancia del recurso en un momento determinado, los cambios en esta relación en el tiempo sirven para medir si la abundancia percibida va creciendo o decreciendo.

Se observa que en el quinquenio 2006-2010 la abundancia latinoamericana tanto en petróleo como en gas natural creció hasta el 2009 y decreció el último año hasta llegar a 60 años, resultando en todo caso ser mayor al promedio mundial de 50 años. Si se excluye el efecto de Venezuela, dicha relación disminuye en el tiempo y llega a cerca 20 años el 2010. Colombia y Venezuela son los países extremos en abundancia con 7 y 220 años respectivamente (Gráfico 22).

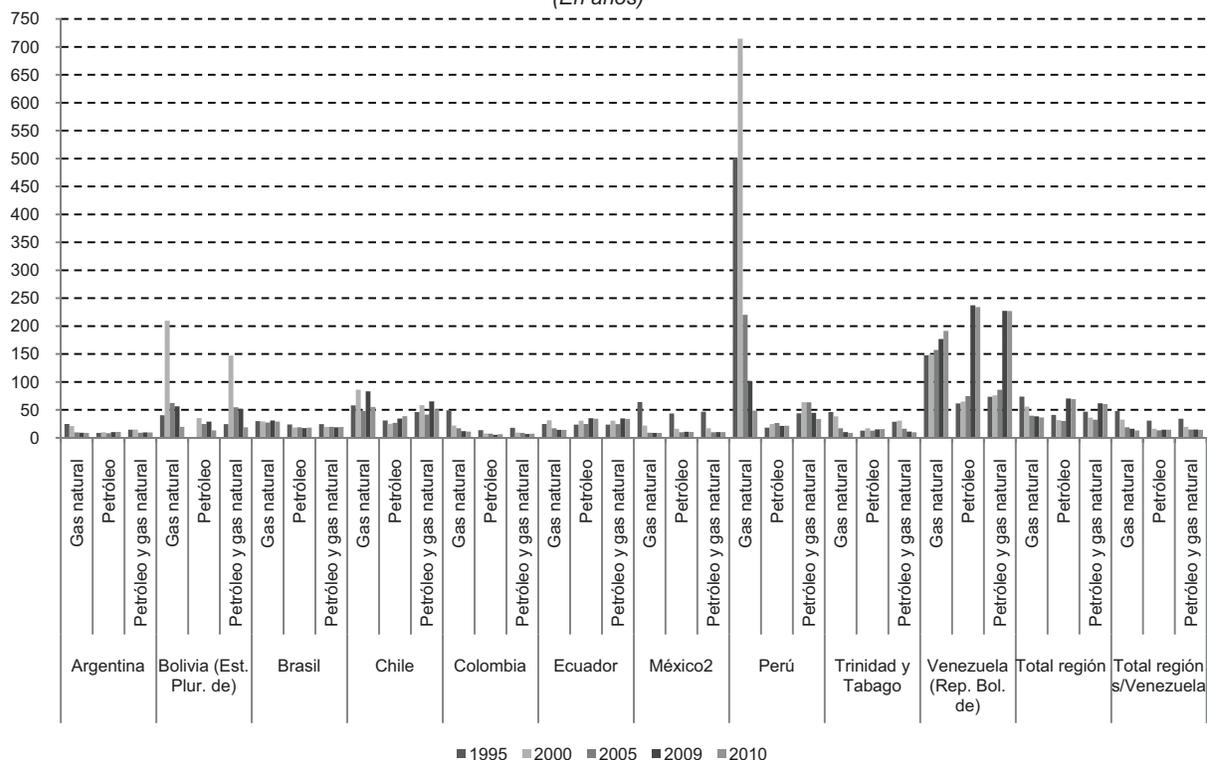
Perú el año 2000 tuvo la mayor duración de reservas de gas natural con más de 700 años, debido a que las grandes reservas no desarrolladas de Camisea de cerca 8.7 billones de pies cúbicos cubren de sobremanera la reducida producción peruana de 33 millones de pies cúbicos día. El indicador disminuye a 200 y 50 años el 2005

y 2010 respectivamente, debido al desarrollo de las reservas y producción a partir del año 2004 impulsado por un mayor consumo local en generación eléctrica y por el proyecto de exportación Perú LNG el 2010.

Una forma alternativa de medir la abundancia de recursos ofrece la tendencia de la oferta y la demanda medida en la variación de precios. En este sentido al observar la tendencia alcista a tasa crecientes de precios se sugiere que los recursos son cada vez más escasos.

GRÁFICO 22
RESERVAS/PRODUCCIÓN

(En años)



Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011, ENI 2010.

C. Precios

El incremento de precios desde el 2003 generó una mayor volatilidad en el crecimiento (a tasas decrecientes) del consumo mundial que del regional, implicando que este último no podría responder a un efecto precio en la magnitud del primero pudiendo en parte explicarse por lo altos niveles de subsidio sobre los carburantes que existe en la región. En el último quinquenio el consumo regional de gas natural y petróleo a nivel mundial representó el 7% y el 9% respectivamente.

No deja de llamar la atención el impacto de la crisis económica mundial desde mediados del 2008 por sobre la región, al ocasionar una contracción negativa en el consumo y producción de cerca -3% el 2009. La reducción del mercado mundial, el difícil entorno de financiamiento, la reducción en los precios del petróleo, el crecimiento de costos de inversión y operación además de disminuir la actividad del sector, postergaron y/o cancelaron proyectos de exploración y desarrollo mundialmente, redujeron los montos de planes de inversión en 15% respecto al año anterior y posiblemente aumentaron en 50% la tasa de declino en los campos latinoamericanos⁵⁰.

⁵⁰ Se estima que la disminución de precios trajo consigo efectos perversos sobre la financiación de proyectos de pequeña escala antes que de gran escala, emprendidos por empresas pequeñas antes que por transnacionales, de desarrollo de campos nuevos antes que existentes, onshore antes que offshore, de petróleo antes que de gas natural, exploratorios antes que de explotación y proyectos no-OPEP antes que OPEP (AIE, 2009).

En el 2010 se observa que la recuperación en el consumo regional con un crecimiento de casi el 5% conjuntamente con un incremento en el PIB regional del 6%⁵¹, ocasionó una mejora en la eficiencia económica al disminuir el índice de intensidad energética de hidrocarburos en -1.4%⁵².

A nivel promedio, en los últimos quinquenios tanto la producción como el consumo de gas natural crecieron en mayor proporción que sus pares de petróleo, significando una paulatina sustitución latinoamericana a fuentes primarias de energía menos contaminantes la cual asimismo resulta ser más rápida a aquélla mundial que también se evidencia (ver Anexo Capítulo II).

El mercado de hidrocarburos viene presentando una marcada divergencia en los últimos meses. Por un lado, la evolución del mercado del petróleo ha generado una sensación de “dèjà vu”, o sea de un rápido crecimiento de la demanda en los mercados emergentes eclipsado por el lento crecimiento de la oferta -incluso antes del conflicto en Libia que contrajo aún más los suministros- empujando así los precios del petróleo al alza. Éstos de cerca 100 \$us el barril, junto a una situación macroeconómica y financiera frágil de la OCDE, presionaron los presupuestos nacionales de los países emergentes hacia una tendencia de inflación de precios de otros productos básicos, y así como a preocupaciones acerca de la especulación. Hay una extraña semejanza con el primer semestre de 2008.

Por otro lado, en el mercado del gas natural se produjo una sorprendente desconexión del mercado petrolero, ya que la demanda se recuperó muy por encima de los niveles pre-crisis financiera en las principales regiones. Los mercados del gas se han estrechado en Europa y Asia, donde los precios doblan a los de Estados Unidos por cuanto en este país “la revolución” de gas no convencional (*shale gas* o gas de esquistos) se encuentra en pleno apogeo. Debido a las implicancias de la Primavera Árabe aguas arriba de la cadena petrolera y a las consecuencias macroeconómicas de la crisis de la eurozona, los mercados de energía están experimentando uno de los períodos más inciertos en las últimas décadas.

El análisis de la coyuntura muchas veces tiende a eclipsar consideraciones de carácter estructural: la presión sobre el mercado internacional de la creciente demanda de China, así como el probable aumento de la demanda para generación eléctrica (por una menor participación de la nuclear) y el aumento de costos de producción, aparecen en simultáneo con fenómenos asociados a conflictos políticos y/o armados en países productores, o ajenos al propio sector petrolero⁵³. Por ejemplo la volatilidad de las divisas, y la insuficiencia de los datos económicos sobre la recuperación económica mundial ha ayudado a moderar lo que en algún sentido podría llamarse “burbuja” –en los precios energéticos y de las materias primas-, por la expectativa de avance más lento en la recuperación de la demanda.

El repunte de precios del crudo entre julio de 2010 y julio de 2011, obedeció tanto a factores estructurales como coyunturales⁵⁴, coincidente con los problemas políticos de los países árabes –especialmente Egipto, Libia y Siria- y más recientemente el aumento de tensiones con Irán. En junio de 2011, los países miembros de la OCDE agrupados en la Agencia Internacional de Energía (AIE) adoptaron la decisión de liberar 60 millones de barriles de crudo de reservas estratégicas durante un mes, el 50% corresponde a Estados Unidos⁵⁵. El objetivo de la medida fue atenuar los efectos sobre el precio que tiene el retiro de casi 1.3 millones de barriles por día de crudo liviano provocado por la guerra en Libia⁵⁶. La Agencia Internacional de Energía (AIE-OCDE) señala que el aumento en la producción de

⁵¹ Cepal, 2012.

⁵² Crecimiento intensidad energética=(crecimiento consumo hidrocarburos - crecimiento PIB real)/(1+crecimiento PIB real).

⁵³ Por mencionar un ejemplo reciente: si el precio del petróleo Brent cae 10\$us en un día, a ningún analista se le ocurriría explicar que dicha caída por razones estructurales. De hecho, se atribuyó a algo tan aparentemente ajeno al mercado del petróleo como la previsión de que el Banco Central Europeo no subiera los tipos de interés, frenándose así la persistente subida del euro frente al dólar.

⁵⁴ El crudo WTI creció sistemáticamente de 76.16 \$US por barril en julio de 2010 a 110.04 en abril 2011, y bajó a 96.25 en junio y repuntó a 99.61 en julio 2011. Estas oscilaciones fueron más marcadas para el Brent, crudo marcador del mercado europeo, que para las mismas fechas pasó de 74.74 \$us por barril a un máximo de 123.15 en abril, bajó a 113.76 en junio y subió a 118.14 en julio 2011. O sea, en un año la diferencia marginal de casi 2 \$us del WTI por sobre el Brent no solo se revierte sino que alcanza cerca de los 20 \$us en julio de 2011. Pese a ello, el impacto sobre las economías europeas sigue estando mitigado por el tipo de cambio favorable del euro frente al dólar.

⁵⁵ Del total de casi 60 millones de barriles día corresponden cerca de 38 a gobiernos mientras que 22 al sector privado o industrias. Lo más llamativo de esta medida es que el gobierno de Estados Unidos liberó cerca de 31 millones de barriles día o sea el 80% del total que la AIE atribuye al sector público.

⁵⁶ Esta acción, denominada “acción colectiva Libia”, tuvo un doble objetivo. Por un lado, dotar de una mayor liquidez al mercado mundial dado el incremento previsto de la demanda petrolera en el tercer trimestre de 2011, y por otro, actuar como puente de los

petróleo de la OPEP a partir de Junio 2011, y la liberación de reservas estratégicas se debería cubrir la brecha de 1.3 millones de barriles día por la interrupción del abastecimiento de Libia.

En un mercado tan volátil ciertos elementos de la coyuntura impactan al mercado en el mediano y largo plazo, como parece ser el caso de la inestabilidad política de los países árabes. Por tanto cabe preguntarse si conviene atender solo cuestiones estructurales para identificar sendas a largo plazo.

1. Evolución del sector hidrocarburos: resumen de hechos estilizados

- En el sector de hidrocarburos el alza de precios y la actividad en la industria, no fueron suficientes para contar con un aumento sostenido de reservas ni producción acorde al crecimiento del consumo regional. Es necesario buscar incentivos adicionales para impulsar mayor inversión privada y pública en actividades de exploración y producción.
- El consumo regional muestra indicios de ser menos elástico que el mundial ante variaciones de precios situación que podría explicarse por el control de precios en países como Venezuela, Ecuador, Bolivia o Argentina.
- La producción declinante y el consumo creciente, puede traer consigo menores volúmenes destinados a la exportación. Para países con gran dependencia fiscal sobre las exportaciones de hidrocarburos y gastos correlacionados a éstas, puede traer consigo problemas de déficit fiscal, aumento de deuda y eventual reducción de reservas internacionales netas entre otros.
- El éxito de un incremento de reservas y producción se basa en encontrar un equilibrio entre los intereses públicos con los privados referentes a la propiedad de la producción, suministro al mercado interno, tasas óptimas de extracción, seguridad jurídica y estabilidad fiscal; los cuales permitan minimizar los riesgos inherentes dados por precios y costos crecientes, riesgo geológico, etc. Un buen contrato petrolero tiene que tomar en cuenta de la mejor forma factores de orden estructural y coyuntural en la búsqueda de progresividad del régimen y sistema fiscal.
- Una participación en el sector netamente estatal como el caso de México ó privada como el caso de Colombia o Brasil pueden traer resultados contrarios- negativos para el primero y positivos para los dos últimos- tanto en acumulación de reservas como en incremento de producción. Sin embargo se observa que a medida que crece el potencial petrolero del país - y más aún en época de precios altos- la intervención estatal trata de ser más popular.
- Con excepción de Venezuela y Brasil, las caídas regionales en la relación reserva/producción e insuficiente tasa de reemplazo de reservas a lo largo de la década, implica poner en riesgo la posición exportadora y de comercio regional, ya de por sí con síntomas de desintegración energética.
- La volatilidad del precio internacional debe analizarse por fenómenos de muy corto plazo como por factores del largo plazo. La coyuntura muchas veces tiende a eclipsar consideraciones de carácter estructural, pero también suelen aparecer en forma conjunta o mezcladas: la presión sobre el mercado internacional de la creciente demanda de China, así como el probable aumento de la demanda para generación eléctrica y el aumento de costos de producción, aparecen en simultáneo con fenómenos asociados a conflictos políticos y/o armados en países productores o ajenos al propio sector petrolero.
- A pesar de existir una volatilidad en los precios con tendencia al alza, el sector petrolero tiene posibilidades de intervención para su estabilización. Por ejemplo lanzando al mercado stocks estratégicos que están en manos de países desarrollados miembros de la Agencia Internacional

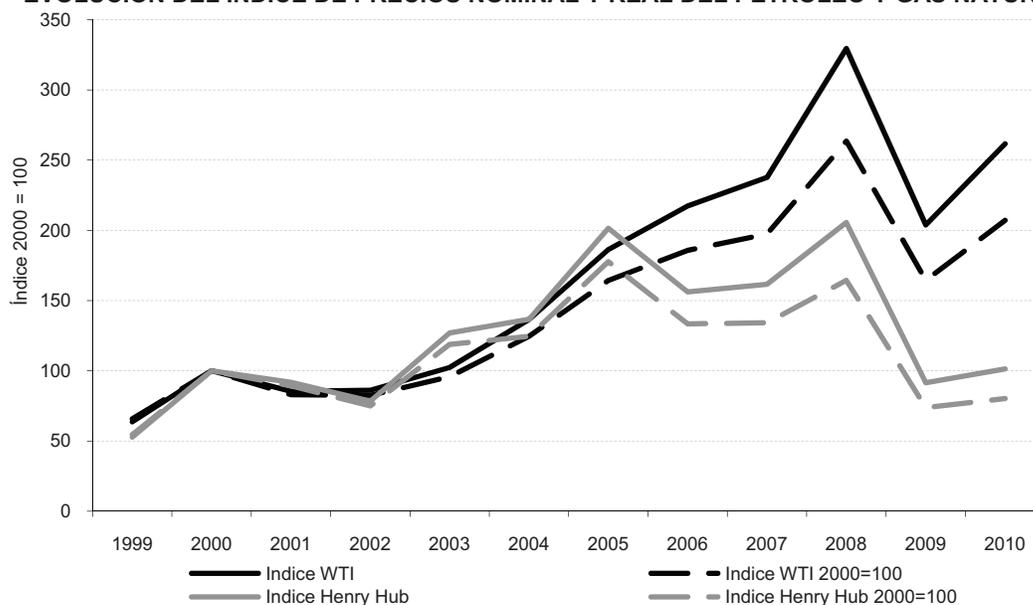
suministros adicionales de los principales productores. Hasta fines de julio de 2011, la acción colectiva Libia implicó poco más de 2,5% de los stocks obligatorios públicos y de la industria.

de Energía; o para su incremento mediante recortes de oferta acordados por los países miembros de la OPEP. Sin embargo, la tendencia al alza en los costos de inversión por un lado, y de operación y mantenimiento por otro; junto con la tendencia del aumento de la demanda internacional antes descrito parecen determinar el fin de la época del petróleo barato.

D. Renta económica del sector hidrocarburos

El sector hidrocarburos (petróleo y gas) experimentó un auge de precio similar al descrito para el sector minero durante la última década. En términos nominales y reales, los precios del petróleo y del gas natural comenzaron una trayectoria alcista desde el año 2002, mostrando el primero una disminución el 2009 y el segundo el 2006 y 2009, propios de la crisis económica. El gráfico 23 a continuación muestra la evolución del índice de precios del petróleo y gas natural la última década.

GRÁFICO 23
EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS NOMINAL Y REAL DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL



Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011 y EIA 2012.

Nota: Los precios WTI y Henry Hub corresponden a los precios del petróleo y del gas natural estadounidense respectivamente.

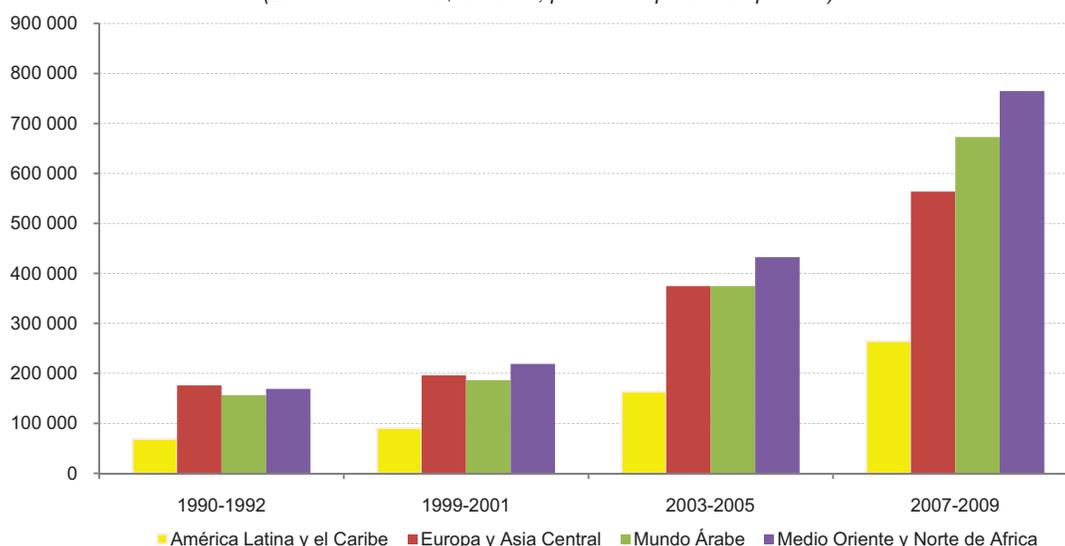
Los precios nominales se los deflactó utilizando el índice de precios al consumidor estadounidense urbano (CPI-U) base 2000=100.

Este aumento en el precio internacional del petróleo crudo y gas natural, ha determinado un incremento en la renta económica asociada a las exportaciones del sector hidrocarburos en todas las regiones productoras como ilustra el Gráfico 24 en términos absolutos (dólares constantes 2005). En el caso de América Latina y el Caribe, la renta del sector hidrocarburos aumentó cerca 60% el último trienio. Este incremento en la renta del sector hidrocarburos se explica tanto por el aumento de los precios como del volumen de producción particularmente en Brasil y Colombia.

Si bien el aumento en la renta del sector hidrocarburos es notable, no alcanza los niveles de incremento observados en las rentas del sector minero, donde el promedio 2004-2009 en algunos países triplica y hasta casi cuadruplica el promedio 1990-2003. Este diferente comportamiento del sector hidrocarburos se relaciona con el aumento en los costos de inversión y operación dados por posibles mayores costos de mantenimiento en campos tradicionales, mayores costos de desarrollo en zonas no tradicionales (ej. aguas profundas etc.), incremento en los costos de los insumos (ej. hierro, acero, mano de obra, servicios petroleros, etc.) entre otros.

GRÁFICO 24 RENTAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN REGIONES PRODUCTORAS DEL MUNDO

(En millones de US\$ de 2005, promedios para cada período)



América Latina y el Caribe: Valores promedios en millones de US\$ de 2005			
1990-1992	1999-2001	2003-2005	2007-2009
68 436	90 397	163 221	264 032

Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial, 2012.

E. Participación del Estado en la renta del sector hidrocarburos en países seleccionados

Esta sección examina la trayectoria de los ingresos fiscales provenientes de las actividades de exploración y explotación (Upstream) del sector hidrocarburos para los casos de Brasil, Bolivia, Colombia, Ecuador, México, Perú, Venezuela y Noruega.

Solamente dos de los países petroleros de América Latina son miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Venezuela es uno de los cinco países miembros fundadores de la OPEP que se inició en los años sesenta. Posteriormente, han ingresado más miembros, entre los que se encuentra Ecuador desde **1973 a 1993**, y luego nuevamente a partir de **noviembre de 2007**.

Chile y México son los únicos países donde no existen royalties en la producción de hidrocarburos. En los demás países, el cálculo ad-valorem es lo más usual pero también se aplican bajo distintas formas de cálculo. Por ejemplo, en Trinidad y Tabago, la regalía sobre el petróleo crudo se aplica ad-valorem y el gas natural recibe un impuesto específico. En Colombia y Perú, las regalías se calculan sobre la base de una escala móvil⁵⁷.

El Cuadro 11 a continuación muestra la evolución de las rentas al sector hidrocarburos y los ingresos fiscales aportados, contrastando el período de mayor auge de precios 2004-2009, con el período previo 1990-2003, para un grupo de países de la región incluidos los mayores exportadores. Las dos primeras columnas muestran el cambio del PIB sectorial y la renta económica del sector hidrocarburos como porcentaje del PIB total entre ambos períodos.

La tercera y cuarta columna muestran respectivamente: a) el aporte fiscal del sector hidrocarburos como porcentaje de la renta estimada del sector; y b) el mismo aporte fiscal como porcentaje del total de ingresos fiscales en cada país. En los dos casos el aporte fiscal del sector hidrocarburos incluye los

⁵⁷ Varsano, 2011.

impuestos y regalías pagados al Estado por la producción de petróleo y gas “upstream”; sin incluir los impuestos por concepto de venta de combustibles a nivel nacional “downstream”. Estos últimos impuestos están asociados a la venta al detalle de combustibles refinados, que han pasado por etapas de procesamiento posterior a la extracción a boca de pozo; y por lo tanto no deben incluirse en la estimación de la participación del Estado en la renta económica del sector.

Vale la pena mencionar algunos de los supuestos y particularidades del cálculo que eventualmente podrían en algún sentido sobrestimar, subvaluar ó generar mayor volatilidad a la participación estatal en la renta económica “government take”:

Para algunos casos como el mexicano y brasileño ha sido imposible separar las contribuciones fiscales de la etapa de refinación, transporte, almacenaje y distribución (Downstream) del total de los ingresos fiscales.

El rezago existente entre el año fiscal y el año calendario, el primero relacionado a la recaudación de los ingresos fiscales por regalías e impuestos y el segundo al cálculo de la renta económica. Es decir que las recaudaciones fiscales en un periodo pueden estar relacionadas a bases imponibles (y por ende a rentas económicas) de periodos anteriores.

CUADRO 11
INDICADORES Y APORTE FISCAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN PAÍSES SELECCIONADOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE^a

	PIB sectorial hidrocarburos (en % del PIB)		Renta del sector hidrocarburos ^b (en % del PIB)		Aportes fiscales del sector hidrocarburos (en % de la renta económica del sector)		Aportes fiscales de los hidrocarburos (en % de ingresos totales del gobierno)	
	Antes de 2004	2004-2009	Antes de 2004	2004-2009	Antes de 2004	2004-2009	Antes de 2004	2004-2009
Bolivia (Estado Plurinacional de) ⁽¹⁾	2,6	6,0	6,4	28,9	42,7	33,9	11,5	27,4
Brasil ⁽²⁾	0,9	1,4	1,1	3,1	^c	90,3	8,2	9,0
Colombia ⁽³⁾	2,9	3,7	4,9	7,1	23,6	30,2	9,4	14,2
Ecuador ⁽⁴⁾	0,5	0,2	12,8	24,2	58,4	38,4	30,7	29,4
México ⁽⁵⁾	5,1	7,0	4,7	7,7	^c	^c	30,0	35,8
Perú ⁽⁶⁾	0,7	1,5	1,5	2,0	55,2	28,6	3,7	3,2
Venezuela (República Bolivariana de) ⁽⁷⁾	14,7	26,6	26,8	31,0	42,1	41,7	56,3	44,9
Noruega ⁽⁸⁾								31

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos oficiales de cada país y Banco Mundial.

^a Calculado como el promedio de los valores anuales (utilizando precios nominales).

^b Los hidrocarburos incluyen petróleo y gas natural.

^c No se considera debido a errores estadísticos.

Nota: (1) Bolivia (Estado Plurinacional de). Los ingresos del gobierno se refieren a Ingresos del Gobierno General. Datos disponibles desde 1997.

(2) Brasil. Los ingresos del gobierno se refieren a Ingresos del Gobierno General. Los datos de producción de hidrocarburos en % del PIB sólo incluyen el período 2000-2007. Los datos de aportes de los hidrocarburos están disponibles desde 1997.

(3) Colombia. Los ingresos del gobierno se refieren a los Ingresos del Gobierno Central.

(4) Ecuador. Los datos de producción de hidrocarburos incluyen el período 1993-2007. Los ingresos del gobierno se refieren a Ingresos totales del sector público no financiero.

(5) México. Los datos de producción de hidrocarburos incluyen el período 2003-2009. Los ingresos del gobierno se refieren al total de ingresos presupuestarios del sector público, incluyen ingresos tributarios y no tributarios.

(6) Perú. Los ingresos del gobierno se refieren a los Ingresos del Gobierno Central. Datos desde 1998.

(7) Venezuela (República Bolivariana de). Los ingresos del gobierno se refieren a los Ingresos del Gobierno Central.

(8) Noruega. Dato del año 2007. Ver Osmundsen (2008).

Se observan los siguientes hechos estilizados:

- El aporte fiscal de hidrocarburos respecto a los ingresos totales del gobierno es cercano o superior al 30% en Bolivia, Ecuador, México y Venezuela para el periodo 2004-2009.
- Paradójicamente, dicho aporte entre ambos periodos no cambia mucho. Incluso en Ecuador, Perú y Venezuela el mismo se reduce levemente con las únicas excepciones presentes en Bolivia y Colombia donde el mismo se incrementó.
- En Bolivia el aporte fiscal del sector hidrocarburos sobre el total de ingresos fiscales se incrementa en más del 100% entre el período 1990-2003 y el 2004-2009, pasando de 11.5% a 27.4% respectivamente. El incremento de este indicador está relacionado con el cambio en el régimen tributario aplicado al sector hidrocarburos - mediante la creación de un impuesto a la producción IDH y un mayor régimen regalitario - acompañado de mayores precios y volúmenes contractuales de exportación de gas natural con destino a Brasil y a la Argentina.
- En Colombia el aporte fiscal del sector hidrocarburos sobre el total de ingresos fiscales se incrementa en cerca 50% entre el período 1990-2003 y el 2004-2009, pasando de 9.4% a 14.2% respectivamente. Estos indicadores son consistentes con el desarrollo que ha tenido el sector petrolero en ese país y la expansión de la producción de crudo durante los últimos años.
- Con excepción de México y Brasil, los aportes fiscales en proporción a la renta económica oscilaron en un rango de 24%-58% durante el período previo a 2004, y en un rango de 30%-42% en el último período 2004-2009. Dado que el último periodo es un periodo de precios altos y de mayor renta de hidrocarburos como % del PIB, parecería que el régimen fiscal en los países observados exhibió características regresivas durante este último período. Es decir el “government take”, medido como ingresos fiscales por impuestos y regalías “upstream” percibidos como porcentaje de la renta económica estimada para todo el sector, se redujo a pesar de que en términos absolutos los ingresos fiscales aportados por estos conceptos aumentan en casi todos los países.
- Este comportamiento pudiera deberse a diversas causas, entre ellas al aumento en los costos de producción que determinaría que las utilidades de las empresas petroleras (sobre las que pagan el impuesto sobre la utilidad corporativa) no crecieran a la misma proporción que la renta económica estimada para el sector. La existencia de regalías fijas antes que escalonadas ó alícuotas impositivas inelásticas al precio (ó rentabilidad) puede ser otro factor que ocasiona entre otros que el tiempo de ajuste del régimen fiscal aplicado al sector sea mucho más lento ante variaciones en la renta económica del sector motivadas por el mercado.

Bibliografía

- AIE-IEA, “The impact of the financial and economic crisis on global energy investment, IEA Background paper for the G8 Energy Minister’s Meeting 24-25 May 2009”, 2009.
- AIE-IEA, “World energy outlook 2011-global energy trends”, 2011
- Arze, Carlos et al., “Gasolinazo: subvención popular al estado y a las petroleras”, CEDLA, 2011.
- Baker and Hughes, “International rig counts”, http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm, 2012.
- Banco Mundial, “World development indicators and global development finance”, <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>, 2012
- Bourland, Brad and Gamble, Paul, “Saudi Arabia’s coming oil and fiscal challenge”, Jadwa Investment, Julio 2011.
- BP, “Statistical review of world energy 2011”, [http://www.bp.com/statistical review](http://www.bp.com/statistical_review), 2011.
- BP, “Statistical review of world energy 2006”, http://www.bp.com/liveassets/bp.../russia/.../Stat_Rev_2006_eng.pdf, 2007.
- Brook Hunt (2007), Copper costs mines and projects, 2006 Edition, England, march. En https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2009/1/MI65A/1/material_alumnos/bajar?id_material=27831.
- Campodónico, Humberto (2008), “Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina”, en Documento de Proyecto, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), publicación de las Naciones Unidas, Santiago de Chile, septiembre.
- Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía CBHE, “Revista Petróleo y Gas”, Número 72, Marzo-Abril 2011.

- CEPAL, La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe 2010, capítulo II página 83. CEPAL LC/G.0000-P, Mayo 2010.
- CEPAL, “Cepalstat bases de datos y publicaciones estadísticas”, <http://websie.eclac.cl/infest/ajax/cepalstat.asp?carpeta=estadisticas>, 2012.
- CESCO (2011), Tendencias de exploración mundial, un informe especial del Metals Economics Group para la convención internacional del PDAC, Santiago, Chile.
- Christian Aid (2009), Socavando a los pobres: Reformas tributarias mineras en América Latina, septiembre.
- Comisión Chilena del Cobre (2011), Anuario de estadísticas del cobre y otros minerales 1991-2010, Ministerio de Minería, Gobierno de Chile, Santiago de Chile.
- Comisión Chilena del Cobre (2010.a), Informe de mercado del cobre, varios números, Santiago de Chile.
- Comisión Chilena del Cobre (2010.b), “Análisis Histórico y proyección de los costos de producción en la minería del cobre en Chile (período 1995-2015)”, Santiago de Chile, octubre.
- Daniel, Philip et al., The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices, International Monetary Fund (IMF), Washington DC 2010, 2010. pp. 104-109 y 115-117.
- Energy Information Administration EIA, “International energy statistics”, <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>, 2012.
- ___ “Country analysis briefs: Argentina”, <http://www.eia.gov.us>, 2011.
- ___ “Country analysis briefs: Bolivia”, <http://www.eia.doe.gov.us>, 2011.
- ___ “Country analysis briefs: Brazil”, <http://www.eia.doe.gov.us>, 2011.
- ___ “Country analysis briefs: Colombia”, <http://www.eia.doe.gov.us>, 2011.
- ___ “Country analysis briefs: Ecuador”, <http://www.eia.doe.gov.us>, 2011.
- ___ “Country analysis briefs: Mexico”, <http://www.eia.doe.gov.us>, 2011.
- ___ “Country analysis briefs: Peru”, <http://www.eia.doe.gov.us>, 2011.
- ___ “Country analysis briefs: Venezuela”, <http://www.eia.doe.gov.us>, 2011.
- ENI, “World oil and gas review 2010”, <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>, 2010.
- ___ “Gli Idrocarburi: Origine Ricerca e Produzione”, Erredi Grafiche Editoriali, octubre 2004.
- Economist Intelligence Unit (2010), Country Commerce Venezuela, New York, October.
- Eggert, Roderick (2002), “Module 1: The Mineral Economies: Performance, Potential Problems and Policy Changes”, in Managing Mineral Wealth, UNECA, Addis Ababa, Ethiopia.
- Engineering and Mining Journal (2010), Project Survey 2010, Colorado, U.S.A., January-February.
- Fedesarrollo (2008), La minería en Colombia: Impacto socioeconómico y fiscal, Proyecto de la Cámara ASOMINEROS de la ANDI, Bogotá, abril.
- Fundación Bariloche, “Informe sectorial hacia una nueva agenda energética para la región: análisis de la oferta y demanda de energía (borrador de discusión)”, Enero 2012.
- Gallun, Rebecca et al., “Fundamentals of oil and gas accounting”, Editorial PennWell, 4ta Ed., 2001.
- Gobierno de Colombia (2007), Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, Estado comunitario desarrollo para todos, Departamento Nacional de Planeación, Bogotá.
- Harman, Frank and Pietro Guj (2006), “Mineral taxation and royalties”, in Phillip Maxwell and Pietro Guj, eds., (2006), Australian mineral Economics: A survey of Important Issues, Monograph 24, Australian Institute of Mining and Metallurgy, Melbourne.
- Hogan and McCallum (2010), Non-renewable resource taxation in Australia, ABARE report –April 2010, prepared for the AFTS Review Panel, ABARE–BRS, Canberra, October 2010.
- IHS CERA, “IHS CERA: Capital Costs”, <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>, 2012.
- Instituto de Recursos Mundiales, “World resources: La guía global del medio ambiente”, Ecoespaña Editorial, 1996.
- Johnston, Daniel, “International petroleum fiscal systems and production sharing contracts, Editorial PennWell, 1994.
- Jordán, Rolando et al., Excente y Renta en la Minería Mediana: determinantes del crecimiento minero 2000-2009 (PIEB, 2010), Programa de Investigación Estratégica en Bolivia, La Paz Fundación PIEB 2010.
- Khelil, Chakib, “Fiscal systems for oil”, Note No. 46, The World Bank, Mayo 1995.
- Latin America Monitor, “Mexico: Exports outpacing the competition”, Volumen 29, Enero 2012.
- ___ “Brazil: The macro case for Brazil over Mexico”, Volumen 29, Enero 2012.
- Lima, Marcos y Patricio Meller, coordinadores (2003), Análisis y evaluación de un cluster minero en Chile, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Industria y Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Centro de Minería, Santiago de Chile.

- Maxwell, Phillip (2006), "Minerals and the developing nations", in Phillip Maxwell and Pietro Guj, eds., (2006), Australian mineral Economics: A survey of Important Issues, Monograph 24, Australian Institute of Mining and Metallurgy, Melbourne.
- Medinaceli, Mauricio, "Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América Latina 2010", OLADE, Junio 2010.
- Mendoza, Waldo (2011), La política impositiva aplicable a los minerales y al petróleo: teoría, experiencias y propuesta de política para el Perú, una publicación de Pontificia Universidad Católica del Perú y Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).
- Mountinho dos Santos, Edmilson, "La industria del petróleo brasileña. Marco regulatorio", IDEA Internacional, 2008.
- Ministério de Minas e Energia – MME (2010), Plano Nacional de Mineração 2030, Geologia, Mineração e Transformação Mineral, Governo Federal, Brasília, novembro.
- Osmundsen (2008), Time consistency in petroleum taxation - the case of Norway, University of Stavanger.
- Otto, James et al. (2007), Royalties mineros, un estudio global de su impacto en los inversionistas, el gobierno y la sociedad civil, Foro en Economía de Minerales, vol. IV, Ediciones Universidad Católica de Chile y Banco Mundial, Santiago de Chile, marzo.
- Petróleos de Venezuela PDVSA, <http://www.pdvsa.com>, 2012.
- Plataforma Energética, "Argentina: Las petroleras invierten o se van del país", <http://plataformaenergetica.org/content/3218>, Febrero 2012.
- PricewaterhouseCoopers (2011), Mine 2011 The game has changed, Review of global trends in the mining industry. www.pwc.com/mining.
- Rousseau, Isabelle, "La industria mexicana del petróleo: PEMEX y los principios de buen gobierno", IDEA Internacional, 2008.
- Sánchez-Albavera y Lardé (2006), "Minería y competitividad internacional en América Latina", en Serie Recursos Naturales e Infraestructura, publicación de Naciones Unidas, CEPAL, Santiago, junio.
- Sinnott Emily et al. (2010), Los recursos naturales en América Latina y el Caribe: Más allá de bonanzas y crisis?, una publicación del Banco Mundial, Washington D.C., agosto.
- SPE Society of Petroleum Engineers, "Petroleum Resources Management System", 2009.
- Torres Zorrilla, Jorge (2003), "Clusters de la industria en el Perú", en Documento de Trabajo 228, Pontificia Universidad Católica del Perú, Departamento de Economía, septiembre.
- U.S. Geological Survey (2011a), Mineral Commodity Summaries, Washington, January.
- U.S. Geological Survey (2011b), 2009 Minerals Yearbook, Washington.
- Varsano, Ricardo Taxation of Natural Resource Exploitation: current systems and challenges in Latin America and the Caribbean. working paper IMF 2011 (draft version).
- World Bank (2006), Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society, Washington DC.
- World Bank (2011), World Development Indicators 2011, Washington, D.C., April.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPF, <http://www.ypf.gov.bo>, 2011.
- Zarsky, Lyuba y Leonardo Stanley (2011), Buscando Oro en el Altiplano de Guatemala: Beneficios económicos y riesgos ambientales de la Mina Marlin, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, Universidad de Tufts, Medford, Massachusetts, agosto.

Anexos

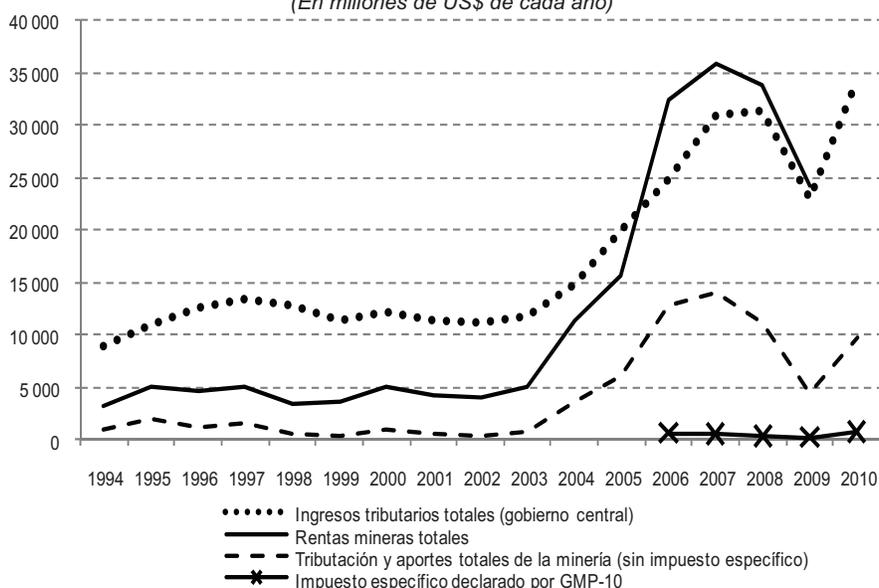
Anexo 1

Sector minero: información por país

A. Chile

GRÁFICO A.1
CHILE: IMPUESTOS Y OTROS APORTES PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS COMPARADAS CON LOS INGRESOS TRIBUTARIOS^a Y RENTAS MINERAS TOTALES^b

(En millones de US\$ de cada año)



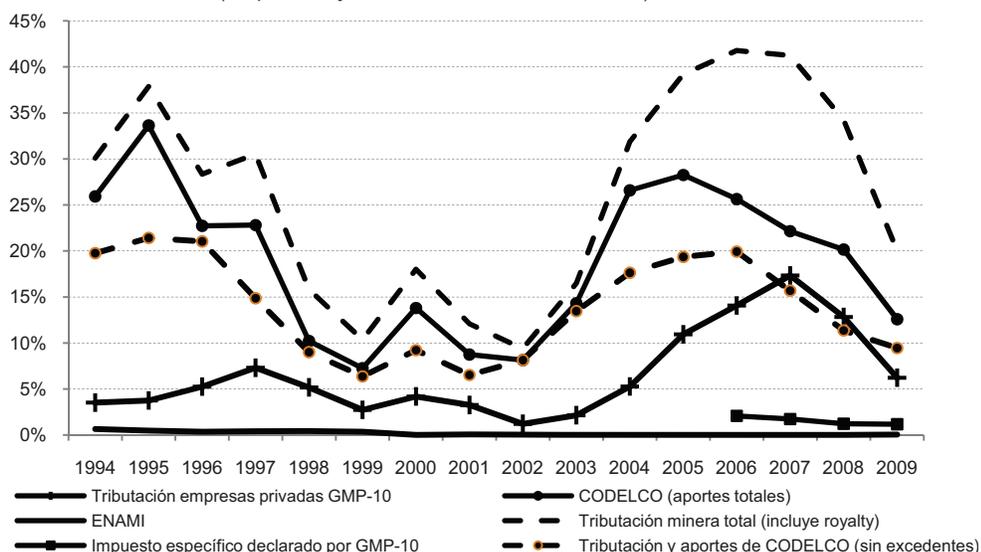
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO, CEPAL, Banco Mundial, FMI y Banco Central de Chile.

^a Los ingresos tributarios son del gobierno central. Los datos fueron tomados de CEPAL y del Banco de Chile.

^b La tributación y aportes totales de la minería incluye los dividendos de CODELCO y los excedentes de ENAMI.

GRÁFICO A.2
CHILE: IMPUESTOS Y OTROS APORTES PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS

(En porcentajes de las rentas mineras totales)



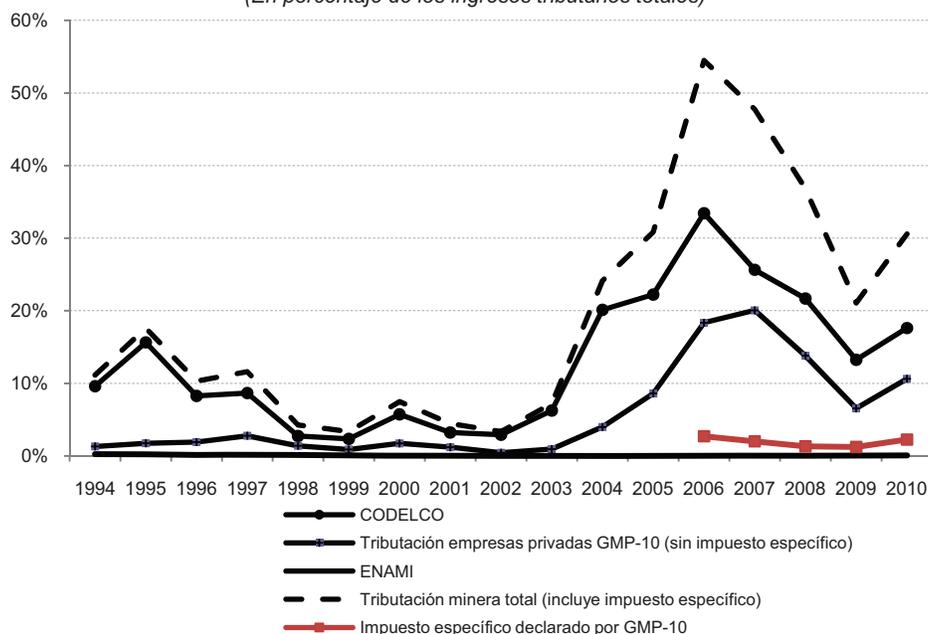
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO y Banco Mundial.

Nota: Los aportes de ENAMI incluyen los traspasos de excedentes al fisco.

Desde los inicios del boom de precios de los *commodities*, la tributación y otros aportes de la minería se han convertido en uno de los principales determinantes de los ingresos del Estado chileno. En promedio, el país obtuvo de la minería el 35,1% de sus ingresos tributarios totales durante el período 2004-2010, el que contrasta con el 8,1% durante el período 1994-2003.

GRÁFICO A.3
CHILE: IMPUESTOS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS

(En porcentaje de los ingresos tributarios totales)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO.

Nota: Los ingresos tributarios corresponden al Gobierno Central, que en promedio, corresponden al 93% de los ingresos tributarios del Gobierno General.

CUADRO A.1
CHILE: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS
FLUJOS DE RENTA MINERA 1994-2009

	Aporte fiscal acumulado 1994-2009 (en millones de US\$ de 2005)	Aporte fiscal como porcentaje % de la renta minera total 1994-2009	Aporte fiscal como porcentaje % del valor de exportaciones de minerales y metales 1994-2009
A. Impuestos pagados por empresas mineras privadas (GMP-10)	23 293,5	11,9	8,6
Impuestos sobre utilidades de empresas mineras (GMP-10)	20 709,9	10,6	7,6
Impuesto Específico a la Minería Bruto o royalty (GMP-10)	2 583,6	1,3	1,0
B. Impuestos pagados por empresas mineras estatales (EME)	46 736,0	23,8	17,3
Impuestos pagados por CODELCO	32 754,4	16,7	12,1
Otros aportes fiscales de CODELCO (excedentes)	13 784,5	7,0	5,1
Enami	197,0	0,1	0,1
C. Tributación minera total (GMP-10+EME)	72 613,1	36,9	26,8

(continúa)

Cuadro A.1 (conclusión)

	Total acumulado 1994-2009 (millones de US\$ de 2005)	% de la renta minera total 1994-2009	% del valor de exportaciones de minerales y metales 1994-2009
D. Renta minera (total acumulado 1994-2009) World Bank Dev. Indicators.	196 536,0	100,0	72,6
E. Renta minera apropiada vía Tributación minera (GMP-10 + EME) línea C.	72 613,1	36,9	26,8
F. Renta minera no apropiada por el fisco (utilidades privadas y pago de factores post-extracción del mineral a boca de mina)	123 922,9	63,1	45,8
G. Ingresos tributarios totales (Gobierno Central)	305 105,4	--	--
H. Total de exportaciones de minerales y metales	270 798,5	--	100,0

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO, CEPAL, Banco Mundial, COMTRADE de Naciones Unidas, FMI, Banco Central de Chile y FRED Economic Data.

La industria minera en Chile está formada por empresas públicas y privadas, cuyo principal producto es el cobre. CODELCO representa a la Corporación Nacional del Cobre de Chile, una empresa autónoma propiedad del Estado chileno. CODELCO es el primer productor de cobre del mundo, produce cerca de 1/3 de la producción nacional de cobre. El principal producto de CODELCO es el cobre refinado en la forma de cátodos o lingotes con 99,99 por ciento de pureza. Produce también concentrados de cobre, cobre blister y anódico y subproductos como molibdeno, barro anódico y ácido sulfúrico. CODELCO además refina el cobre de la Empresa Nacional de Minería (ENAMI)⁵⁸ y fabrica en Alemania alambra, un producto semi-elaborado que usa cátodos de cobre como materia prima⁵⁹.

La gran minería privada (GMP-10) son las diez principales empresas productoras de cobre en Chile. Dentro de los inversionistas privados, además de empresas nacionales también convergen las más grandes empresas mineras internacionales como AngloAmerican plc, Barrick Gold corp., BHP Billiton, Xstrata, Rio Tinto plc y Teck Cominco Ltd.

Chile es el segundo destino de la inversión minera en América Latina y el Caribe y posee una importante cartera de proyectos cuyo monto asciende a US\$ 50.000 millones, según datos de *Engineering and Mining Journal*. Destacándose los proyectos de CODELCO que ascienden a al menos US\$ 16.000 millones hasta 2019, dentro de los que puede mencionarse, la transformación de Chuquicamata en mina subterránea, el desarrollo de la mina Ministro Hales, la ampliación de Nueva Andina Fase II, el Nuevo Nivel Mina de El Teniente y la explotación de sulfuros en Radomiro Tomic Fase II⁶⁰. La minería es el sector económico que recibe la mayor participación de inversión extranjera directa respecto al resto del país. Durante el período 1974-2009, la minería ha captado cumulativamente 32,8% de los ingresos de capitales externos materializados a través del DL 600. Durante el período 2000-2009 el sector minero captó la mayoría (28,1%) de este total acumulado de inversión extranjera⁶¹.

Con más de un siglo en experiencia minera, Chile es ahora el primer productor mundial de cobre, litio yodo, nitratos y carbonato de litio, y el segundo productor de molibdeno. Ocupa el quinto lugar en la producción de plata y boratos, y el quinceavo lugar en la producción de oro. El cobre constituye el principal rubro de las exportaciones del país, el que aportó en promedio, el 16,1% del PIB durante el período 2004-

⁵⁸ ENAMI agrupa a la minería de pequeña y mediana escala.

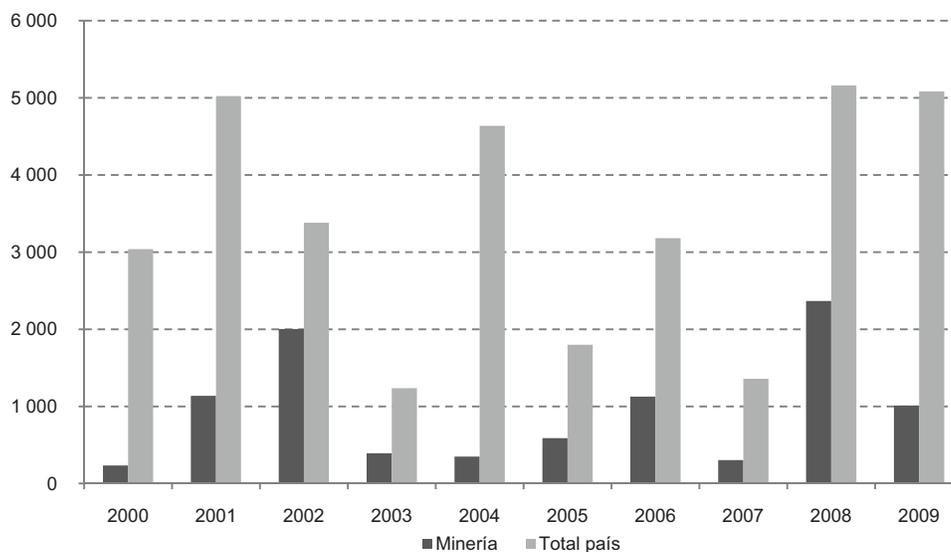
⁵⁹ <http://www.codelco.cl/>

⁶⁰ <http://www.codelco.cl/>. Además de la empresa estatal CODELCO, e Chile operan las trasnacionales mineras más importantes del mundo: BHP Billiton, anglo-australiana; Rio Tinto y Anglo American plc del Reino Unido; Barrick Gold y Aur Resources de Canadá; Xstrata plc de Suiza; Phelps Dodge y Meridian de los estados Unidos; Sumimoto y Mitsubishi de Japón.

⁶¹ Véase el gráfico A5.

2009. Entre 1990 y 2010 las exportaciones de minerales mostraron un boom de expansiones, creciendo a una tasa de 13% promedio anual, mientras que su PIB creció en promedio, a una tasa del 5% anual.

GRÁFICO A.4
CHILE: FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
(Período 2000-2009, en millones de US\$)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO.

La tributación y aportes mineros totales (incluyendo los excedentes de CODELCO) han variado a lo largo de los años. En el período 1994-1998, cuando el margen de utilidad era considerable, las empresas aportaron en promedio el 29% de sus rentas; en cambio, cuando la diferencia entre precios y costos se redujo en forma muy estrecha, los aportes también se redujeron hasta un promedio de 12% entre los años 1999 y 2002; desde el año 2003, la tributación y demás aportes alcanza un promedio de 32%.

1. Régimen tributario

La legislación vigente en Chile no hace diferencias entre nacionales y extranjeros, tampoco discrimina entre los diferentes sectores de la economía, exceptuando algunos impuestos específicos como el de la minería. Las empresas mineras (al igual que empresas de otros sectores), están afectas al 17% del “impuesto en primera categoría” según lo establece la Ley de impuesto a la renta. Además, existe un “impuesto adicional” que afecta a las personas naturales o jurídicas que no tienen residencia ni domicilio en Chile, cuando la renta queda a disposición desde Chile a la persona residente en el extranjero. La tasa general del impuesto adicional para la repatriación de utilidades es de 35%. Los contribuyentes afectos a este impuesto tienen un crédito equivalente al impuesto de primera categoría pagado por la empresa⁶².

El impuesto de primera categoría ha sido modificado en varias oportunidades de la siguiente manera: 15% el 2001, 16% el 2002, 16,5% el 2003, 17% del 2004 en adelante. Tras el terremoto del 27 de febrero de 2010 y como parte del plan de financiamiento de la reconstrucción, las tasas del impuesto de primera categoría fueron modificadas en forma transitoria, variando de la siguiente manera: 17% del 2004 al 2010, 20% el 2011, 18,5% el 2012, 17% 2013 y siguientes años. Además, las pequeñas y medianas

⁶² También existe el “impuesto global complementario” que es un impuesto anual que grava a las personas naturales domiciliadas o residentes en Chile por el total de las rentas imponibles de Primera o Segunda Categoría (impuesto a las rentas del trabajo). Este tributo se determina mediante una escala de tasas progresivas por tramos de renta, empezando por un primer tramo exento hasta un último tramo con una tasa marginal de 40%.

En general, para determinar el monto del Impuesto Global Complementario, las personas que reciben retiros de utilidades o dividendos de empresas, junto con dichas rentas, deben incluir en la base imponible de este tributo una cantidad equivalente al Impuesto de Primera Categoría que afectó a esas rentas. Sobre esa base se debe aplicar la escala de tasas del Impuesto Global Complementario y determinarse así el impuesto que debe ser pagado. El contribuyente tiene derecho a rebajar como crédito el monto del Impuesto de Primera Categoría pagado por la empresa y que fue incluido en dicho cálculo. Fuente: www.sii.cl.

empresas cuyas ventas no superen los 50 mil UF y con utilidades inferiores 2.500 UF quedarían exentas del impuesto de primera categoría, a la espera de que reinviertan las utilidades para generar empleo⁶³.

Por su parte, la empresa estatal CODELCO (Corporación Nacional del Cobre de Chile), está sometida a un régimen tributario similar al del resto de las empresas, por lo tanto, debe pagar el impuesto a la renta en primera categoría. Adicionalmente, el Decreto Ley N° 2.398 establece una tasa adicional del 40%, dado su carácter de empresa estatal. Al mismo tiempo, el impuesto a las Fuerzas Armadas, a través de la ley N° 13.196 (Ley Reservada) se grava con un 10% el retorno en moneda extranjera por la venta al exterior de la producción de cobre propio, incluidos sus subproductos.⁶⁴ Cabe señalar que CODELCO, además de aportar al fisco sus impuestos, entregada a este la totalidad de las utilidades que no son capitalizadas.

No obstante, para el pago de impuestos sobre la renta, el inversionista extranjero puede acogerse al Decreto Ley N° 600 (DL 600), conocido como Estatuto de la Inversión Extranjera, o bien cambiarse al sistema general de impuestos del 17%. De optar por este régimen, el inversionista está sujeto a los cambios que se produzcan en la legislación general de impuestos. Las empresas extranjeras que se acogen al DL 600 están sujetas a una tasa única impositiva invariable del 42% que fue rebajada en 1993 desde una anterior tasa de 49,5%. Esta tasa tiene una vigencia de diez años, y de hasta un máximo de 20 para aquellos proyectos de más de US\$50 millones. El inversionista extranjero puede renunciar a este derecho en cualquier momento por una única vez y su renuncia es irrevocable.

La mayoría de las empresas mineras de gran escala están sujetas al régimen de tributación general del 17% que afecta a las empresas con capitales nacionales, además del impuesto adicional que afecta a los no residentes ni domiciliados en Chile. En un estudio⁶⁵ sobre la tributación minera para más de veinte países, James Otto y su equipo miden la tasa tributaria efectiva total utilizando flujos de caja para una mina de cobre modelo. En el caso de Chile, ellos determinan un valor de 36,6%. Este estudio fue publicado en el año 2004, cuando Chile todavía no aplicaba ningún royalty.

Mediante la Ley 20.026, en junio de 2005, se estableció el “impuesto específico a la minería”, también conocido como “*royalty*”, el cual debe ser pagado por todo explotador minero que extraiga minerales concesibles, excepto hidrocarburos. Este aporte grava la renta imponible operacional de la actividad minera obtenida por un explotador minero, la cual es una aproximación a las utilidades en las etapas primarias de explotación. El hecho de aplicar las regalías sobre algún concepto de rentabilidad en lugar de regalías sobre el valor o sobre una base unitaria, ha sido resaltado por los expertos en el tema, como una manera de evitar desincentivos al aumento de la producción y a la explotación de minas con menores leyes.

En Chile, este impuesto se aplica solamente a los explotadores mineros cuyas ventas durante un año sean mayores al valor equivalente a 12.000 ton de cobre fino, y que no tenga vigentes los artículos 7 y 11 bis del contrato de inversión extranjera (el que hace referencia a la tasa invariable del 42%, y, en el caso de inversiones de monto igual o superior a US\$ 50.000.000 a los plazos de 10 a 20 años). El royalty se aplica no solo a las empresas productoras de cobre sino a todas las empresas mineras sin exclusión de ningún mineral, y establece tasas crecientes en función de las ventas de la actividad. Las empresas nacionales o extranjeras que cumplan con estas condiciones pagan un porcentaje de su renta imponible operacional, que va desde un 0.5% a 4,5% para los explotadores mineros cuyas ventas sean mayores al equivalentes a 12.000 toneladas de cobre fino y no sobrepase el equivalente a 50.000 toneladas métricas de cobre fino, hasta llegar a un 5% para los explotadores mineros cuyas ventas excedan del valor equivalente a 50.000 toneladas métricas de cobre fino.

De esta manera, a partir del año 2006, las empresas mineras comenzaron a pagar el impuesto específico y las operaciones mineras de menor tamaño quedaron eximidas. A aquellas compañías con los artículos 7 y 11 bis del DL 600 vigentes, no se les aplica el impuesto específico, mientras mantengan su invariabilidad. Pero, una vez que venza el plazo o renuncien, deben pagar una tasa del 5%. Para

⁶³ Gobierno de Chile (2010), Plan de Reconstrucción, Programa de Gobierno y Financiamiento 2010-2013, 16 de abril.

⁶⁴ CODELCO, http://www.codelco.cl/la_corporacion/fr_faq.html.

⁶⁵ Otto, James (2006), Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society, The World Bank, Washington DC.

incentivar el pago del impuesto específico, se ofrece a las empresas que renuncien a la invariabilidad por una tasa rebajada de 4% y una invariabilidad tributaria de 12 años (hasta el 2017).

Posteriormente, dentro del plan de financiamiento del terremoto de febrero de 2010, en octubre del mismo año se modificó la ley de impuesto específico a la minería, se anunció un aumento temporal del royalty a las empresas mineras esperando un aporte anual de alrededor de US\$700 millones adicionales en tres años ajuste⁶⁶. Se acordó una tabla para un impuesto específico que va de 5% hasta una tasa de 14%, dependiendo del margen operacional minero. Esta nueva escala regirá para los nuevos contratos mineros con el Estado y para todos los proyectos a partir de 2018. Adicionalmente, se solicitó a las grandes empresas mineras, un traspaso voluntario al nuevo régimen tributario, con seis años adicionales de invariabilidad (2018 a 2023).

En la actualidad, casi todas las empresas del grupo GMP-10, que son las diez principales empresas privadas productoras de cobre en Chile, venden más de 50.000 ton, por lo que casi todas pagan 4-5%, teniendo la opción de adoptar voluntariamente el nuevo sistema hasta el 2012 y el monto recaudado en ese plazo se utilizará parcialmente para financiar la reconstrucción del país luego del terremoto del 27 de febrero.

Dentro del esquema de deducción de impuestos, Chile permite una depreciación acelerada de los gastos de capital, que consiste en reducir la vida útil a un tercio de su vida normal, de esta manera se aumentan las pérdidas de capital durante los primeros años de operación. Adicionalmente, se permite una relación deuda extranjera/capital de hasta 70/30, lo que ha sido ampliamente criticado debido a que muchas empresas extranjeras han tendido a utilizar una alta deuda para el financiamiento de sus inversiones. Dicho comportamiento se explica considerando que las utilidades generadas por los aportes de capital deben pagar un impuesto del 35%, mientras que las remesas de intereses por créditos externos pagan un impuesto que llega solamente al 4%.

⁶⁶ Gobierno de Chile (2010), Plan de Reconstrucción, Programa de Gobierno y Financiamiento 2010-2013, 16 de abril.

CUADRO A.2
CHILE: AÑO DE INICIO DE LAS MAYORES OPERACIONES MINERAS
(Entre paréntesis, el dato de producción de 2010 en miles de toneladas métricas de cobre fino)

	Mucho antes de 1990	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Codelco-Chile		Escondida				Candelaria	Zaldívar	El Abra		Collahuasi	Los Pelambres		El Tesoro					Spence
(1 689,1)		(1 086,7)				(136,4)	(144,4)	(145,2)		(504)	(398)		(95,3)					(178)
Anglo American Sur						Cerro Colorado				Lomas Bayas								
(257,7)						(89)				(71,8)								
Anglo American Norte						Quebrada Blanca												
(139,6)						(86,2)												
						Michilla												
						(41,2)												

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COCHILCO y páginas web de algunas empresas mineras.

CUADRO A.3

CHILE: TRIBUTACIÓN GRAN MINERÍA PRIVADA DEL COBRE (GMP-10) Y APORTE DE EMPRESAS MINERAS ESTATALES A LOS INGRESOS FISCALES

I. Impuestos y aportes (en millones de US\$ de cada año)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
A. Impuestos empresas privadas (GMP-10) ^{(1) y (2)}	116,5	193,5	241,4	375,6	179,8	101,3	213,1	138,0	48,6	110,4	596,4	1 719,4	4 574,9	6 206,7	4 344,2	1 507,7	3 660,8
B. Aportes empresas mineras estatales (EME)	879,4	1 760,0	1 060,3	1 194,2	369,7	282,4	703,0	327,7	327,4	736,3	3 010,6	4 443,7	8 334,7	7 946,4	6 837,1	3 059,0	6 092,2
Tributación y aportes de Codelco, incluyendo excedentes ⁽³⁾	857,9	1 735,0	1 044,0	1 173,0	355,0	269,0	702,0	370,0	326,0	735,0	3 009,0	4 442,0	8 334,0	7 933,0	6 829,0	3 048,0	6 069,0
Excedentes de Codelco	204,2	630,6	77,9	408,5	41,8	32,8	233,0	94,1	0,0	43,6	1 013,1	1 398,6	1 854,8	2 315,0	2 977,7	756,5	2 023,5
Tributación y aportes de Codelco, sin excedentes	653,7	1 104,4	966,1	764,5	313,2	236,2	469,0	275,9	326,0	691,4	1 995,9	3 043,4	6 479,2	5 618,0	3 851,3	2 291,5	4 045,5
Enami ⁽⁴⁾	21,5	25,0	16,3	21,2	14,7	13,4	1,0	2,7	1,4	1,3	1,6	1,7	0,7	13,4	8,1	11,0	23,2
C. Tributación minera total (GMP-10+EME)	995,9	1 953,5	1 301,7	1 569,8	549,5	383,7	916,1	510,7	376,0	846,7	3 607,0	6 163,1	12 909,6	14 153,1	11 181,3	4 566,7	9 753,0
D. Impuesto específico a la Minería Bruto, declarado por empresas GMP	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	676,0	622,0	416,0	284,0	777,0
E. Aportes totales de la minería (incluyendo impuesto específico)	995,9	1 953,5	1 301,7	1 569,8	549,5	383,7	916,1	510,7	376,0	846,7	3 607,0	6 163,1	13 585,6	14 775,1	11 597,3	4 850,7	10 530,0
F. Ingresos tributarios totales (Gobierno Central)	8 935,0	11 090,9	12 619,6	13 529,5	12 931,8	11 411,3	12 261,3	11 445,2	11 189,7	11 740,4	14 948,9	19 981,1	24 931,4	30 941,4	31 486,2	23 011,3	34 440,4
G. Rentas Mineras ⁽⁶⁾	3 309,4	5 157,3	4 592,9	5 142,6	3 475,9	3 707,6	5 085,4	4 229,2	4 006,8	5 136,1	11 319,4	15 722,8	32 513,6	35 818,6	33 893,7	24 233,2	n.d.
II. Participación en ingresos fiscales totales (en %)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
A. Impuestos empresas privadas (GMP-10) ^{(1) y (2)}	1,3	1,7	1,9	2,8	1,4	0,9	1,7	1,2	0,4	0,9	4,0	8,6	18,3	20,1	13,8	6,6	10,6
B. Aportes empresas mineras estatales (EME)	9,8	15,9	8,4	8,8	2,9	2,5	5,7	3,3	2,9	6,3	20,1	22,2	33,4	25,7	21,7	13,3	17,7
Tributación y aportes de Codelco, incluyendo excedentes ⁽³⁾	9,6	15,6	8,3	8,7	2,7	2,4	5,7	3,2	2,9	6,3	20,1	22,2	33,4	25,6	21,7	13,2	17,6
Excedentes de Codelco	2,3	5,7	0,6	3,0	0,3	0,3	1,9	0,8	0,0	0,4	6,8	7,0	7,4	7,5	9,5	3,3	5,9
Tributación y aportes de Codelco, sin excedentes	7,3	10,0	7,7	5,7	2,4	2,1	3,8	2,4	2,9	5,9	13,4	15,2	26,0	18,2	12,2	10,0	11,7
Enami ⁽⁴⁾	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
C. Tributación minera total (GMP-10+EME)	11,1	17,6	10,3	11,6	4,2	3,4	7,5	4,5	3,4	7,2	24,1	30,8	51,8	45,7	35,5	19,8	28,3
D. Impuesto específico a la Minería Bruto, declarado por empresas GMP	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	2,7	2,0	1,3	1,2	2,3
E. Aportes totales de la minería (incluyendo impuesto específico)	11,1	17,6	10,3	11,6	4,2	3,4	7,5	4,5	3,4	7,2	24,1	30,8	54,5	47,8	36,8	21,1	30,6
F. Ingresos tributarios totales (Gobierno Central)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
G. Rentas Mineras ⁽⁶⁾	37,0	46,5	36,4	38,0	26,9	32,5	41,5	37,0	35,8	43,7	75,7	78,7	130,4	115,8	107,6	105,3	n.d.
III. Participación en las rentas mineras totales (en %)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
A. Impuestos empresas privadas (GMP-10) ^{(1) y (2)}	3,5	3,8	5,3	7,3	5,2	2,7	4,2	3,3	1,2	2,1	5,3	10,9	14,1	17,3	12,8	6,2	n.d.
B. Aportes empresas mineras estatales (EME)	26,6	34,1	23,1	23,2	10,6	7,6	13,8	8,8	8,2	14,3	26,6	28,3	25,6	22,2	20,2	12,6	n.d.
Tributación y aportes de Codelco, incluyendo excedentes ⁽³⁾	25,9	33,6	22,7	22,8	10,2	7,3	13,8	8,7	8,1	14,3	26,6	28,3	25,6	22,1	20,1	12,6	n.d.
Excedentes de Codelco	6,2	12,2	1,7	7,9	1,2	0,9	4,6	2,2	0,0	0,8	8,9	8,9	5,7	6,5	8,8	3,1	n.d.
Tributación y aportes de Codelco, sin excedentes	19,8	21,4	21,0	14,9	9,0	6,4	9,2	6,5	8,1	13,5	17,6	19,4	19,9	15,7	11,4	9,5	n.d.
Enami ⁽⁴⁾	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	n.d.
C. Tributación minera total (GMP-10+EME)	30,1	37,9	28,3	30,5	15,8	10,3	18,0	12,1	9,4	16,5	31,9	39,2	39,7	39,5	33,0	18,8	n.d.
D. Impuesto específico a la Minería Bruto, declarado por empresas GMP	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	2,1	1,7	1,2	1,2	n.d.
E. Aportes totales de la minería (incluyendo impuesto específico)	30,1	37,9	28,3	30,5	15,8	10,3	18,0	12,1	9,4	16,5	31,9	39,2	41,8	41,2	34,2	20,0	n.d.
F. Ingresos tributarios totales (Gobierno Central)	270,0	215,1	274,8	263,1	372,0	307,8	241,1	270,6	279,3	228,6	132,1	127,1	76,7	86,4	92,9	95,0	n.d.
G. Rentas Mineras ⁽⁶⁾	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	n.d.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CEPAL, COCHILCO, DIPRES y Banco Mundial.

Nota: * Rentas mineras son la diferencia entre el valor de la producción de un depósito de minerales a precios mundiales y los costos totales de producción. Los minerales incluidos en el cálculo son el estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfatos.

(1) GMP-10: Son las diez principales empresas productoras de cobre en Chile con contrato de inversión extranjera vía DL-600.

(2) Cifras de Tributación Minería Privada, informadas por DIPRES. Período 1994-2009, Informes Ev. Gestión financiera y año 2010, Informe de Ejecución Presupuestaria.

(3) Comprenden: Impuestos a la Renta (1ª categoría, Adicional 40% empresas públicas y Específico), Impuesto Ley Reservada 13.196, Dividendos y Otros Impuestos (Derechos de Aduana y otros).

(4) Comprenden: Traspasos de excedentes al Fisco, Impuestos a la Renta, derechos de aduana, patentes y otros. Para 2009-2010, en EE.FF. solo se explicita cifra de impuesto a la renta pagado.

(5) Cifra ajustada, para excluir participación de Codelco en El Abra (49%); para 2010 corresponde a provisiones informadas en Estados Financieros. Los pagos efectivos de este impuesto están incluidos en los impuestos de Empresas GMP-10 (Letra A).

(6) Las rentas mineras se obtuvieron de World Development Indicators del Banco Mundial. Se definen como el valor de la producción al precio del commodity menos los costos totales de producción.

Los minerales incluidos en el cálculo son estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfato.

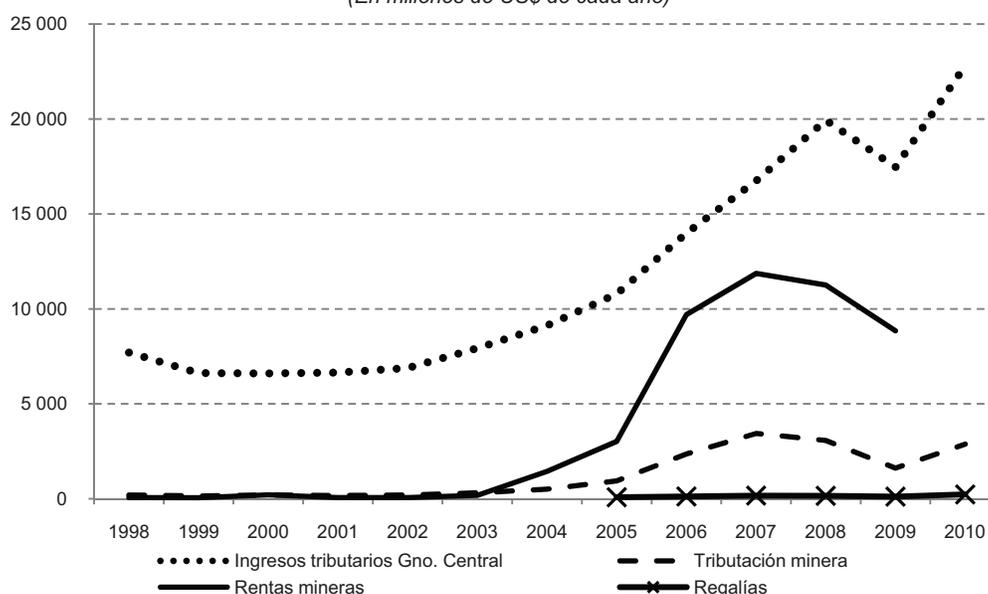
n.d. Información no disponible.

B. Perú

Desde una participación del 3,5% del PIB en 1991, el sector minero pasó a representar el 8,4% en 2009. En 2009, el Perú ocupó una posición de liderazgo en la producción global de los siguientes minerales: trióxido de arsénico (cuarto después de China, Chile y Marruecos), bismuto (segundo lugar después de China), cobre (el segundo después de Chile), oro (sexto después de China, Australia, Sudáfrica y los Estados Unidos y Rusia), plomo (cuarto después de China, Australia y los Estados Unidos), molibdeno (cuarto después de China, los Estados Unidos y Chile), renio (cuarto lugar después de Chile, Kazajstán, y los Estados Unidos), plata (primero, seguido por China y México), estaño (tercero por detrás de China e Indonesia) y zinc (segundo después de China)⁶⁷.

GRÁFICO A.5
PERÚ: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LAS EMPRESAS MINERAS COMPARADAS CON
INGRESOS TRIBUTARIOS Y RENTAS MINERAS TOTALES

(En millones de US\$ de cada año)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), Banco Mundial y FMI.

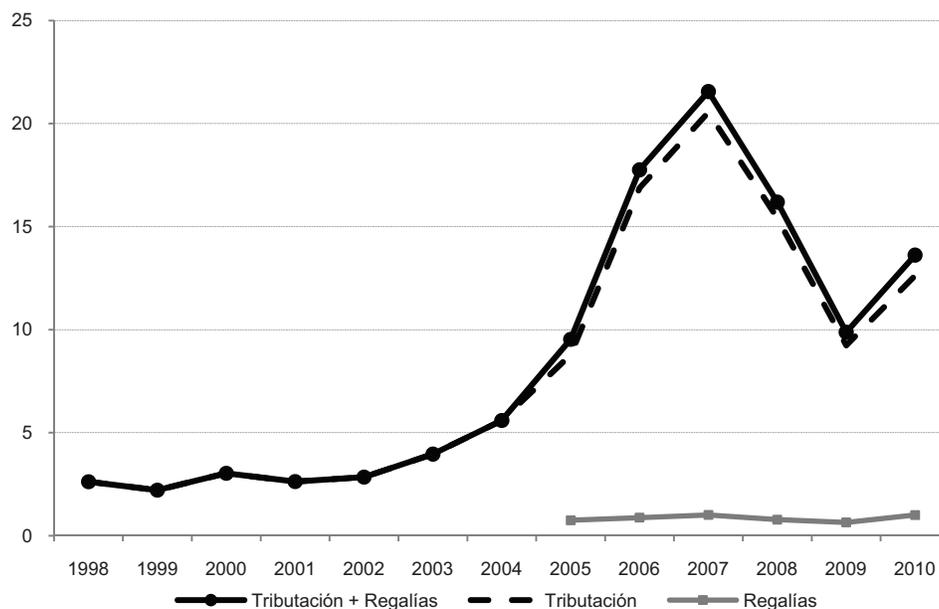
Nota: Los ingresos tributarios son los del Gobierno Central. Incluyen: Impuestos a la renta, a la producción y consumo, a la importación y otros ingresos como impuesto a las transacciones financieras, temporal a los activos netos, a las acciones del Estado, etc. Los impuestos pagados por las empresas mineras incluyen el 100% del impuesto a la renta minera.

Desde el año 2004 las empresas mineras aportan en conjunto más del 5% del total de ingresos tributarios totales, llegando a contribuir un máximo de 19,4% en 2007. Véase gráfico A.6.

⁶⁷ USGS (2011.f) y datos de CEPAL.

GRÁFICO A.6
PERÚ: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS

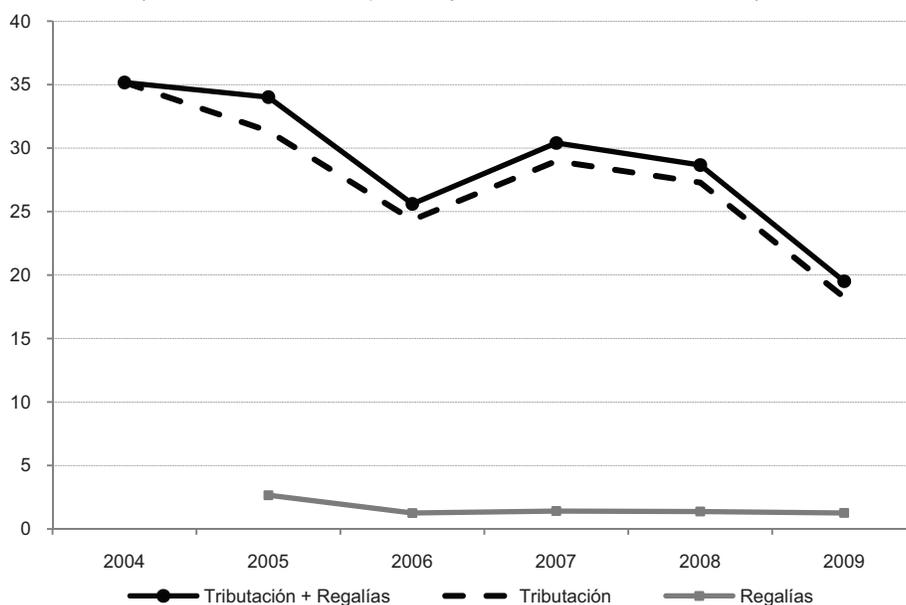
(En porcentaje de los ingresos totales del gobierno central consolidado *)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT) y FMI.

GRÁFICO A.7
PERÚ: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS

(Período 2004-2009, en porcentajes de las rentas mineras totales)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), Banco Mundial y FMI.

Nota: Los impuestos pagados por las empresas mineras incluyen el 100% del impuesto a la renta minera.

El incremento de los precios de los minerales desde el año 2003, elevó las rentas de las empresas mineras y también los impuestos y otros aportes que dichas empresas hicieron al fisco. El aumento de las tributaciones se debió no sólo al incremento en las utilidades sino también a que muchas empresas mineras que iniciaron sus operaciones hace más de una década, comenzaron a obtener utilidades sujetas

a tributación hasta después de un período de depreciación acelerada de por lo menos cinco años. Como ejemplo, está el caso de la Minera Antamina, la mayor productora de cobre y una de las más grandes de plata y zinc del Perú, que comenzó a pagar impuestos a las utilidades en 2005. Debido a su gran tamaño, Antamina ha generado grandes utilidades en los últimos años, por lo que su contribución tuvo un fuerte impacto en el total de la recaudación tributaria del sector minero.

CUADRO A.4
PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS E INGRESOS
TRIBUTARIOS TOTALES
(Período 1998-2010)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total Ingresos Tributarios del Gobierno Central Consolidado	8 081	7 041	7 541	7 595	7 850	8 950	10 241	12 113	15 624	18 623	22 431	20 015	25 883
Tributación + regalías	202	146	200	175	196	314	510	1 028	2 484	3 608	3 228	1 726	3 106
Tributación	202	146	200	175	196	314	510	948	2 361	3 440	3 072	1 613	2 878
Regalías mineras								81	123	168	155	112	229
Rentas mineras	65	57	204	66	64	181	1 450	3 023	9 698	11 868	11 261	8 843	n.d.
Participación de los aportes de la minería en los ingresos tributarios totales (en %)	2,5	2,1	2,7	2,3	2,5	3,5	5,0	8,5	15,9	19,4	14,4	8,6	12,0
Participación de los aportes de la minería en las rentas mineras totales (en %)	310,8	259,0	98,2	263,2	304,5	173,0	35,2	34,0	25,6	30,4	28,7	19,5	n.d.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), Banco Mundial y FMI.

Nota: Las rentas mineras en el periodo 1998-2003 resultan superiores a la suma de "tributación + regalías" debido a que en el cálculo de las rentas mineras solo se incluyeron la producción de concentrados, es decir, las rentas mineras totales están subestimadas ya que no se incluye la fundición ni la producción de refinados.

CUADRO A.5
PERÚ: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS
FLUJOS DE RENTA MINERA A LARGO PLAZO
(Período 1998-2009)

	Valor acumulado 1998-2009 (en millones de US\$ de 2005)	Distribución de los flujos (en % sobre la renta minera total)	Distribución de los flujos (en % sobre las exportaciones de minerales y metales)
Tributación + regalías	13 270	30,0	15,2
Tributación	12 667	28,6	14,5
Regalías mineras	603	1,4	0,7
Rentas en manos de las empresas mineras	30 947	70,0	35,5
Rentas mineras	44 217	100,0	50,8
Ingresos Tributarios del Gobierno Central Consolidado	146 744	--	--
Total exportaciones minerales y metales	87 099	--	100,0

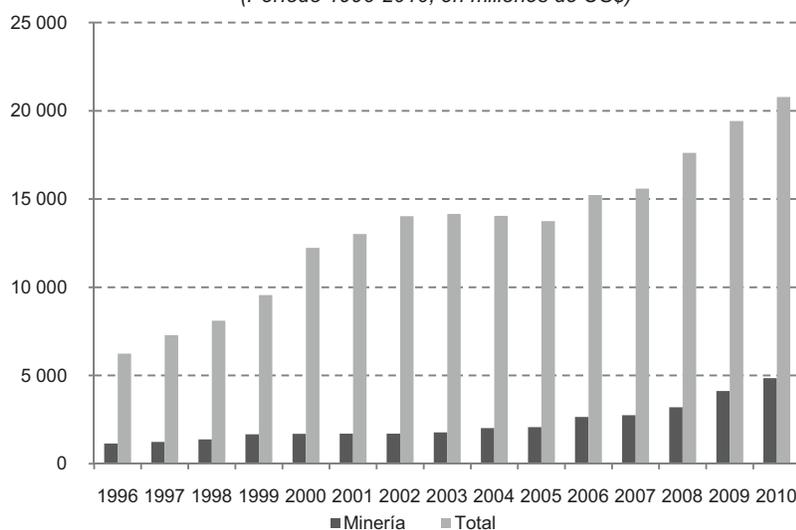
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), COMTRADE de las Naciones Unidas, Banco Mundial, FMI y FRED Economic Data.

Cabe hacer notar la ausencia de regalías antes de 2004 y su pequeña magnitud en comparación con los pagos de impuestos empresariales. Como lo demuestran el caso de Perú y de Chile, puede tomar algunos años antes de que los nuevos proyectos paguen impuestos empresariales, por lo que las regalías basadas en el valor o los de base unitaria pueden constituir una herramienta muy útil al inicio de toda operación nueva, para asegurar que la minería entregue ingresos al fisco durante los primeros años de operación.

De acuerdo a la encuesta anual del *Engineering and Mining Survey* del año 2010, Perú es el tercer destino en la cartera de proyectos de mineros de América Latina, alcanzando un monto estimado de US\$ 50.000 millones, constituyendo el destino #5 en el ranking mundial. El marco jurídico peruano

vigente de los años noventa ha sido exitoso en fomentar inversiones en el sector minero. Más de 300 empresas mineras extranjeras se habían establecido en el Perú desde 1990⁶⁸. Las operaciones mineras de la mediana y pequeña minería son en su mayoría propiedad de los inversionistas privados nacionales. A partir del año 2009, la minería es el mayor destino de la inversión extranjera directa en el Perú. El stock de inversión extranjera directa totalizó US\$ 28,5 millones durante el período 2000-2010, representando casi el 17% del total de la inversión extranjera directa en el país. Véase Gráfico a continuación.

GRÁFICO A.8
PERÚ: STOCKS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
(Período 1996-2010, en millones de US\$)



Fuente: Elaboración propia sobre la bases de datos de PROINVERSION.

1. Régimen tributario

Las empresas mineras pagan el impuesto empresarial normal de 30%. El 50% del impuesto a la renta minera en Perú se canaliza directamente a las comunidades locales en la forma de canon minero. El 20% del canon va a la municipalidad provincial donde se encuentra el recurso natural, el 60% se divide entre distritos y provincias de la región, y el restante 20% va al gobierno regional. Asimismo, la tasa a los dividendos es de 4.1%, la que se aplica sobre el 70% de la utilidad antes de impuestos que es distribuable⁶⁹.

Las empresas mineras suscriben con el Estado un contrato que incluye garantías de estabilidad jurídica y/o tributaria, las que tienen categoría de ley y no pueden ser modificados ni siquiera por el Congreso. Los contratos son válidos por un periodo de 10 ó 15 años, dependiendo del tamaño de la inversión y pueden ser modificados sólo por acuerdo mutuo entre el Estado y la compañía.

A mediados del año 2004, se aprobó la Ley de Regalías Mineras (Ley 28258). De esta manera, a partir de 2005 el Estado comenzó a recibir estos aportes. Las regalías se calculan como un porcentaje del valor bruto de las ventas y se pagan a la zona directamente afectada por la mina. La tasa varía entre 1% y 3%. La tasa de 1% es pagada por compañías cuyo valor de ventas anual es inferior a US\$60 millones; se paga 2% si las ventas anuales están entre US\$60 millones y US\$120 millones, y se paga 3% sobre las ventas anuales superiores a US\$120 millones.

⁶⁸ Algunas de las más importantes multinacionales mineras que están representadas en el país son, Anglo American plc del Reino Unido; BHP Billiton plc, anglo-australiana; Southern Copper Corp. del Grupo México; Sulliden Gold Corp. Ltd. de Suecia; Teck Cominco Ltd. de Canadá; Newmont Mining Corp. de Estados Unidos; Marubeni Corp., Mitsubishi Corp. y Mitsui & Co., Ltd. de Japón; Shougang Corp. y Zijin Mining Group de China; Peñoles S.A. de México; Vale S.A. and Votorantim Metais de Brasil, y Xstrata plc de Suiza.

⁶⁹ Hay que señalar que las empresas mineras con utilidades netas positivas, deben distribuir el 8% de sus utilidades neta entre los trabajadores, con un tope de 18 sueldos adicionales.

No todas las empresas mineras pagan dichas regalías, respaldándose en los contratos de estabilidad para rechazar este nuevo aporte. No obstante, el Tribunal Constitucional declaró que las regalías mineras eran obligatorias y tenían que pagarse, porque no constituyen impuesto. Pese a que esta resolución final, muchas compañías siguen sin pagar, basándose en las cláusulas de sus contratos. Como un intento por resolver la situación, sobre la base de un precio de referencia, el gobierno propuso a las empresas que pagaran una “contribución voluntaria” solamente en el caso de que el precio fuera mayor al de referencia. En la actualidad siguen siendo válidos cerca de 9 contratos con 7 compañías mineras, el último tiene vigencia hasta 2021⁷⁰.

Recientemente, en septiembre de 2011, el gobierno promulgo tres leyes, para crear el impuesto especial a la minería, modificar la Ley de Regalías Mineras y el Reglamento de la Ley 29790 que establece el marco legal del Gravamen Especial a la Minería. De esta manera, las contribuciones de la minería al fisco además del impuesto a la renta y las regalías, tendrán dos componentes adicionales: el impuesto especial minero y el gravamen. La norma que modifica la Ley de Regalías Mineras ya no tiene como base las ventas sino la utilidad operativa, con escalas porcentuales progresivas según el margen operativo. Estas nuevas contribuciones comenzarán a pagarse en noviembre de 2011 y se espera generarán una recaudación adicional anual de US\$750 millones.

La legislación peruana también contempla algunos incentivos tributarios para las compañías mineras tales como, la deducción de todos los costos de exploración y desarrollo; las normas sobre depreciación acelerada, las que implican que las compañías pueden recuperar su inversión en cinco años por medio de una tasa de depreciación anual de 20%; las normas de reinversión que implican que las compañías mineras pueden reinvertir hasta 80% de sus utilidades y deducir el monto de su base de ingresos imponibles, aunque esta ley fue cambiada en 2000, algunas compañías siguen gozando del beneficio basándose en sus contratos de estabilidad tributaria.

C. Estado Plurinacional de Bolivia

La información de las rentas mineras, la tributación y otros aportes de la minería en Bolivia, se han obtenido del estudio de Rolando Jordán (2010)⁷¹. En dicho trabajo se utilizó una muestra representativa de cinco empresas de la minería mediana durante 37 trimestres del período 2000-2009, considerando su importancia relativa sobre el valor bruto de la producción nacional anual. De los yacimientos en estudio, solamente uno corresponde a una operación de propiedad y administración estatal y las restantes corresponden a la minería privada.

Tendencias de la tributación y otros aportes legales.

Las empresas de la muestra producen en conjunto el 57% de la producción nacional de zinc, el 26% de plomo, el 38% de plata el 52% de estaño y el 24% de oro. En promedio, para el período 2000-2009, el conjunto de las cinco empresas produjo el 43% del valor de la producción nacional. No obstante, al considerar sólo el período 2000-2006, antes de la puesta en marcha del proyecto San Cristóbal, la importancia de la muestra sube al 52% del valor de la producción nacional.

Según los resultados del estudio, cada una de las empresas de la muestra genera diferentes tasas de beneficios, dependiendo de la calidad y ubicación de los yacimientos o de la eficiencia en los procesos productivos. Por ejemplo, las rentas de la empresa de propiedad y administración estatal productora de estaño se diluyen por el efecto de menores eficiencias y mayores costos por la contratación de un exceso de trabajadores, aunque se compensan por la calidad y mayor accesibilidad del yacimiento. Por otra parte, uno de los yacimientos más rentables de la muestra es una mina de oro de administración privada cuyos yacimientos presentan condiciones privilegiadas.

⁷⁰ Mendoza (2011).

⁷¹ Esta sección se basa en el libro de Rolando Jordán et al. (2010), Excedente y renta en la minería mediana, determinantes del crecimiento minero 2000-2009, Embajada del reino de los Países Bajos, Programa de Investigación Estratégica en Bolivia (PIEB), La Paz. Cabe aclarar que los errores de interpretación son de exclusiva responsabilidad de los autores y que algunos conceptos se repiten textualmente.

En diez años de minería (2000-2009), los montos de renta generados por las cinco empresas mineras de la muestra ascienden a US\$ 516 millones, los cuales se han distribuido de la siguiente manera: el 42% queda en los accionistas de las empresas mineras, el 35% lo absorbe el Estado por concepto de regalías e impuestos a las utilidades y remesas, y el restante 23% se destina a la COMIBOL.

En otros términos, la participación del Estado boliviano como proporción de las rentas mineras asciende a 34,6% en el período 2000-2009, lo que incluye los aportes por concepto de “regalías, impuestos a las utilidades e impuestos a las remesas, que las empresas mineras hacen al Estado. Si se incluye los cánones territoriales pagados por las empresas mineras a la COMIBOL, dicho porcentaje asciende a 57,7%.

CUADRO A.6
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: RENTA A LARGO PLAZO
DE LAS 5 EMPRESAS DE LA MUESTRA
(Montos acumulados durante el período 2000-2009)

	(En millones de Bs de 1990)	(En millones de US\$ de 1990)	(En porcentajes sobre la renta minera total)
Estado (Regalías + impuestos a las utilidades + impuestos a las remesas)	567	179	35
COMIBOL	377	119	23
Renta privados (beneficios extraordinarios)	693	218	42
Renta minera total ^a	1636	516	100

Fuente: Rolando Jordán et al. (2010). Los valores en US\$ son cálculos propios.

^a Se refiere a la renta minera extraordinaria, es decir, se excluyen los beneficios normales.

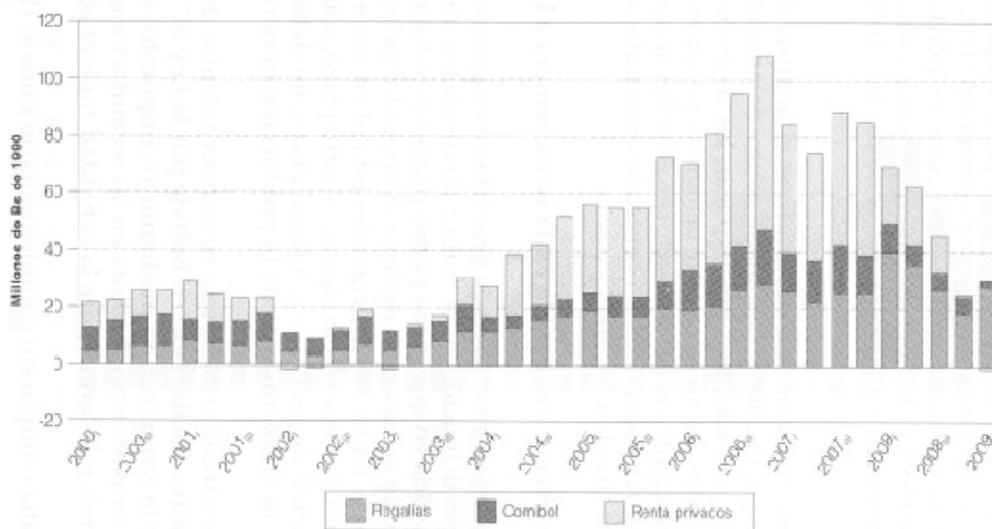
La evolución de la distribución de las renta mineras en el periodo 2000-2009 coincide con los movimientos observados en las rentas de otros países analizados en este trabajo como Chile, Perú y Honduras, los que a su vez poseen concordancia con los precios de los minerales examinados en la segunda parte.

Por otra parte, a excepción de las regalías, las trayectorias reflejan que el valor, en términos absolutos, apropiado por cada *stakeholder* o receptor de rentas mineras (el Estado, la COMIBOL y los privados) fue creciendo y decreciendo de acuerdo con los movimientos de los precios de los minerales examinados en la segunda parte de este trabajo, aun cuando las participaciones de cada receptor no se mantuvo constante. La inflexibilidad de este sistema tributario se puso especialmente en evidencia en el caso del año 2009 cuando los precios bajaron, las empresas mineras debieron pagar un elevado monto por regalías aun cuando en ese año incurrieron en pérdidas. Véanse gráficos A.9 y A.10.

En el caso boliviano, la repatriación de capitales representó el 91% de las utilidades después de impuestos durante el período 2000-2009, por lo que la tributación correspondiente al 12,5% (IRUE) representa una porción significativa del total recaudado por el Estado.

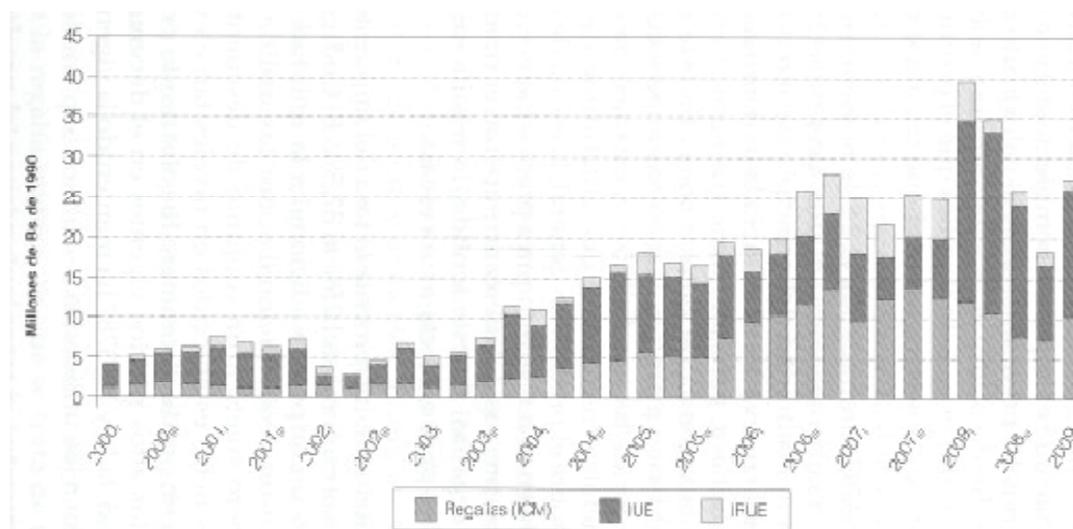
Véanse gráficos a continuación.

GRÁFICO A.9
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA A LARGO PLAZO (2000-2009)



Fuente: Rolando Jordán et al. (2010).

GRÁFICO A.10
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: REGALÍAS MINERAS, IUE Y IRUE (2000-2009)



Fuente: Rolando Jordán et al. (2010).

1. Régimen tributario

En el caso de Bolivia, el Estado se beneficia de las rentas extraordinarias de la minería por dos vías: la renta por impuestos directos y la renta del Estado como productor. Además, la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL), que es la institución estatal autárquica, se beneficia de los ingresos recibidos por concepto de canon de arrendamiento de sus yacimientos. Cabe señalar que debido a consideraciones de alcances y por asuntos metodológicos, el pago por arrendamiento en el presente estudio no ha sido considerado en los otros casos de estudio (Chile, Perú, Colombia, Guatemala y Honduras).

La más reciente reforma tributaria en Bolivia data del año 2008. Los impuestos directos incluyen: Primero, las regalías se cobran como un porcentaje sobre las ventas (internas o externas) proporcional al

precio del mineral y están sujetas a distintas escalas dependiendo del mineral. Las ventas internas solamente pagan el 60% de las regalías a las exportaciones. Segundo, los impuestos sobre las utilidades de las empresas (IUE), el que era de 25% hasta el año 2007, y luego ascendió a 37,5% desde 2008. Hasta el año 2007, el IUE podía ser acreditado contra el pago de la regalía, con lo que el productor minero pagaba sólo uno de los dos impuestos (el que resultaba mayor), situación que con la reciente reforma se restringió sólo a períodos de precios bajos. De esta manera, en el último período fiscal registrado en este trabajo, de 2008 a 2009, las empresas mineras pagaron los dos impuestos, las regalías y el de la renta, sin acreditaciones entre sí. Tercero, el impuesto a la remisión de utilidades al exterior (IRUE) que es del 12,5% y se aplica sobre las utilidades después de impuestos. Este último impuesto tampoco no ha sido considerado en este estudio para los casos Chile, Perú, Colombia, Guatemala y Honduras.

D. Colombia

1. Tendencias de la tributación y otros aportes legales

CUADRO A.7
COLOMBIA: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS
DE RENTA MINERA A LARGO PLAZO

(Período 2000-2010)

	Valor acumulado 2000-2006 (en millones de US\$ de 2005)	Distribución de los flujos (en % sobre la renta minera total)	Distribución de los flujos (en % sobre las exportaciones de minerales y metales)	Distribución de los flujos (en % sobre los ingresos tributarios del gobiernos central)
Impuestos a la renta (sin hidrocarburos)	1 552	31,0	14,7	1,31
Regalías mineras	293	5,9	2,8	0,25
Impuestos + regalías	1 845	36,9	17,5	1,55
Rentas mineras	5 002	100,0	47,5	--
Ingresos tributarios del Gobierno Central	118 892	--	--	100,00
Exportaciones de minerales y metales	10 537	--	100,0	--

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Fedesarrollo, COMTRADE de Naciones Unidas, Banco Mundial y UNCTAD.

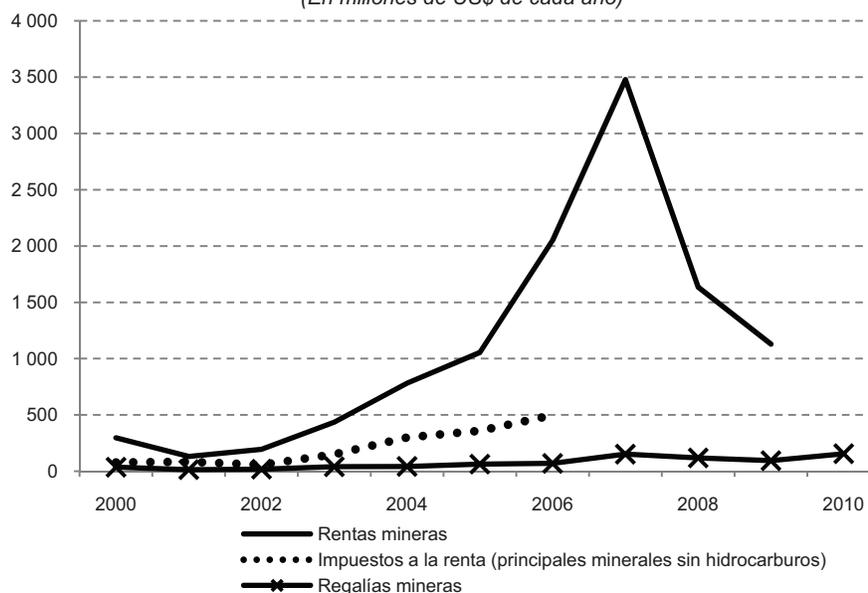
Desde comienzos del siglo XXI la minería colombiana registró un dinamismo importante. Este hecho se manifiesta en la trayectoria de las rentas mineras y en el crecimiento que ha tenido el sector en los últimos años con tasas superiores a las presentadas por otros sectores productivos. Este desempeño es a su vez es el resultado del boom de inversiones mineras desde los inicios de este siglo.

De esta manera, al igual que los principales países mineros, las rentas mineras en Colombia siguieron la trayectoria de los precios, ascendente hasta el año 2007 y posteriormente descendente. Durante la tendencia de precios ascendentes, las empresas mineras respondieron positivamente aumentando sus tributaciones y regalías, aportando en promedio, el 43,9% de sus rentas durante el período 2000-2006. No obstante, el incremento de dichos aportes fue inferior al incremento porcentual de las rentas mineras, resultando en una elasticidad renta de la tributación minera igual a 0,77, es decir, un valor inferior a uno.

Si bien Colombia ha tenido una inversión muy fuerte y dinámica en el sector minero, la minería no ha sido un determinante tan importante de las cuentas fiscales como sí lo ha sido en países como Chile o Perú. Efectivamente, en Colombia, los aportes de las empresas mineras al fisco representaron un promedio de 1,4% sobre el total de ingresos tributarios durante el período 2000-2006.

GRÁFICO A.11
COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LAS EMPRESAS MINERAS COMPARADAS
CON LAS RENTAS MINERAS TOTALES

(En millones de US\$ de cada año)

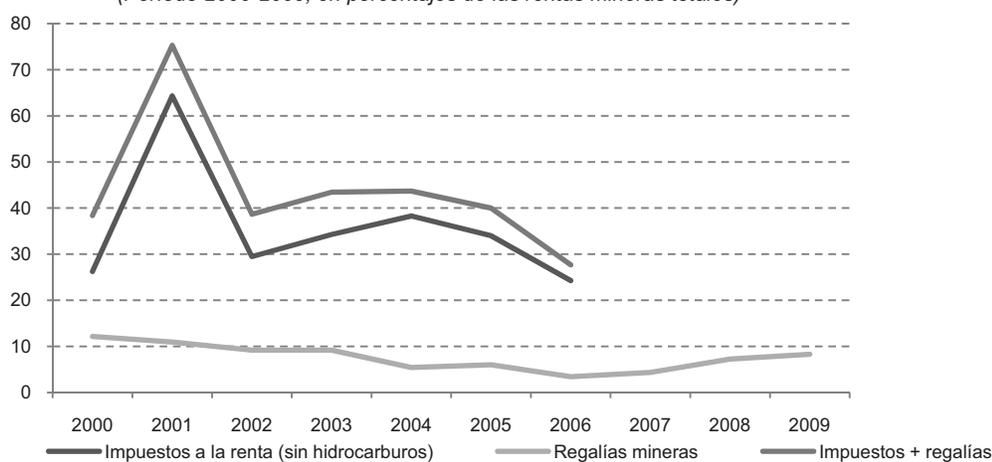


Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Fedesarrollo, Banco Mundial y UNCTAD.

Nota: Aproximadamente el 91% de los impuestos a la renta son efectivamente impuestos a la renta, el restante 9% está distribuido entre el impuesto al valor agregado (IVA) y el impuesto al patrimonio, que se recauda desde 2004.

GRÁFICO A.12
COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS

(Período 2000-2009, en porcentajes de las rentas mineras totales)



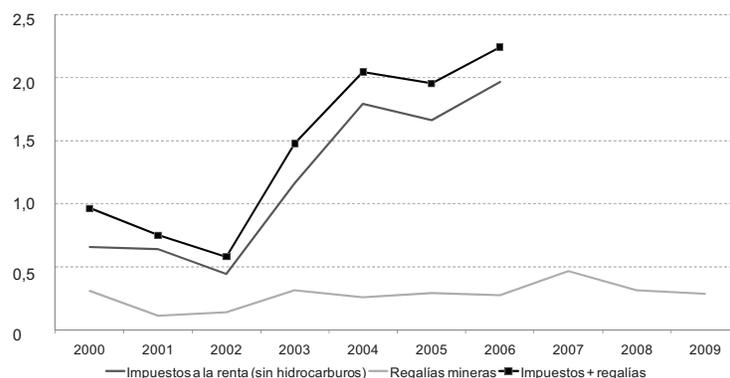
Años	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Impuestos + regalías	38,4	75,3	38,7	43,5	43,7	40,0	27,7
Promedio (impuestos + regalías)	43,9						

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Fedesarrollo, Banco Mundial y UNCTAD.

Nota: Aproximadamente el 91% de los impuestos a la renta son efectivamente impuestos a la renta, el restante 9% está distribuido entre el impuesto al valor agregado (IVA) y el impuesto al patrimonio, que se recauda desde 2004.

GRÁFICO A.13
COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS (2000-2010)

(Período 2000-2009, en porcentajes de los ingresos tributarios del gobierno central)



Años	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Impuestos + regalías	0,96	0,75	0,58	1,48	2,05	1,95	2,24
Promedio	1,43						

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Fedesarrollo, Banco Mundial y UNCTAD.

Nota: Aproximadamente el 91% de los impuestos a la renta son efectivamente impuestos a la renta, el restante 9% está distribuido entre el impuesto al valor agregado (IVA) y el impuesto al patrimonio, que se recauda desde 2004.

CUADRO A.8
COLOMBIA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LAS EMPRESAS MINERAS, RENTAS MINERAS E INGRESOS TRIBUTARIOS (2000-2010)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Promedio 2000-2006
En Millones de US\$												
Impuestos a la renta (sin hidrocarburos) ^a	78	84	57	150	299	359	498	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
Regalías mineras ^b	36	14	18	40	42	63	70	152	118	94	156	
Impuestos + regalías	114	98	75	190	342	422	568	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
Rentas mineras ^c	296	131	194	437	782	1,055	2,051	3,477	1,634	1,129	n.d.	
Total ingresos tributarios del Gobierno Central ^d	11 798	13 129	12 960	12 847	16 703	21 601	25 314	32 508	37 592	32 969	n.d.	
En porcentajes sobre el total de ingresos tributarios												
Impuestos a la renta (sin hidrocarburos) ^a	0,66	0,64	0,44	1,17	1,79	1,66	1,97	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1,2
Regalías mineras ^b	0,31	0,11	0,14	0,31	0,25	0,29	0,28	0,47	0,31	0,28	n.d.	0,2
Impuestos + regalías	0,96	0,75	0,58	1,48	2,05	1,95	2,24	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1,4
En porcentajes sobre el total de rentas mineras												
Impuestos a la renta (sin hidrocarburos) ^a	26,2	64,3	29,5	34,3	38,3	34,0	24,3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	35,8
Regalías mineras ^b	12,2	11,0	9,2	9,2	5,4	6,0	3,4	4,4	7,2	8,3	n.d.	8,0
Impuestos + regalías	38,4	75,3	38,7	43,5	43,7	40,0	27,7	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	43,9

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Fedesarrollo, Banco Mundial, CEPAL y UNCTAD.

Nota:

^a Aproximadamente el 91% de estos impuestos son impuestos a la renta, el restante 9% está distribuido entre el impuesto al valor agregado (IVA) y el impuesto al patrimonio, que se recauda desde 2004.

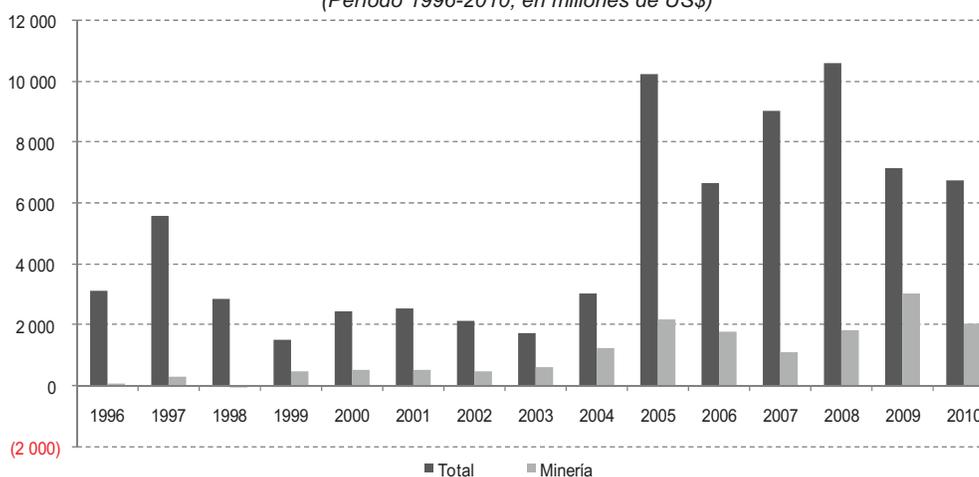
^b Las regalías mineras incluyen sólo oro, níquel, hierro y plata.

^c Los datos de las rentas mineras se han tomado del Banco Mundial que en lo posible y siempre y cuando el país lo produzca, incluye los siguientes minerales: estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfato.

^d Incluye las contribuciones sociales.

En Colombia, la minería se ha convertido en el segundo mayor destino de la inversión extranjera directa, después de las inversiones en petróleo. Desde el año 2000 hasta el primer trimestre de 2010, el 24,5% del total de la inversión extranjera directa corresponde a minas y canteras, lo que equivale a US\$ 15.288 millones. Véase Gráfico A14. Según lo señala el Banco Central de Colombia, la minería colombiana se ha constituido en un importante dinamizador de la economía. Colombia es el décimo productor mundial de níquel mina y el séptimo de níquel refinado. Ocupa el lugar 15 en la producción de oro.

GRÁFICO A.14
COLOMBIA: FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
(Período 1996-2010, en millones de US\$)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CEPAL.

2. Régimen tributario

En Colombia, las empresas mineras pagan el 33% sobre sus rentas, según lo señala el Estatuto Tributario.

El pago de regalías se establecen en el Art. 360 de la Constitución Política de Colombia: “La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte”. De esta manera, la Ley 685 de 2001 (Código de Minas) en el Art. 227, define las regalías como una contraprestación obligatoria que “consiste en un porcentaje, fijo o progresivo, del producto bruto explotado objeto del título minero y sus subproductos, calculado o medido al borde o en boca de mina, pagadero en dinero o en especie.

Por medio de la Ley 141 de 1994 se creó el Fondo Nacional de Regalías y se señalan las reglas para la liquidación, distribución y utilización de las mismas. Posteriormente, la Ley 756 de 2002, modifica la Ley 141 de 1994, establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El porcentaje de la regalía varía de acuerdo con el mineral explotado, siendo de 1% para esmeraldas y piedras preciosas, calizas, yesos, arcillas y gravas, 3% en el caso de los minerales no metálicos, 4% para el oro y la plata, 5% para el platino, hierro, cobre y otros minerales metálicos, 6% para el oro de aluvión en contratos de concesión, 10% en el caso de los minerales radioactivos, y de 12% para el níquel y la sal.

E. Guatemala

Guatemala produce oro, plata, hierro, plomo y zinc, además de diversos minerales no metálicos. La producción minera de Guatemala representa alrededor del 1% de la producción mundial de minerales, pero internamente dicha actividad posee una mayor relevancia. En 2009, la actividad minera representó (sin incluir la manufactura de productos minerales, tales como cemento, acero crudo o productos de refinación de petróleo) el 1,6% del producto interno bruto (PIB), una reducción de 2 puntos en comparación al 1,8% de la PIB en 2008.

La producción de oro ha ido cobrando cada vez una mayor relevancia para el país. En el año 2009, ésta representó el 48% del valor total de la producción minera total, mientras que en 2008 solamente alcanzó a representar el 29% de la producción, en segunda posición después de la producción de petróleo crudo.

1. Régimen tributario

En Guatemala las empresas pueden optar por uno de dos regímenes posibles para el pago de impuesto empresarial. El primero, corresponde al 25% de las utilidades netas. Los costos deducibles se limitan a 97% de las ventas brutas. Si una compañía escoge esta opción tendrá que pagar el ‘impuesto de solidaridad’ (antes conocido como el “impuesto extraordinario y temporal de apoyo a los acuerdos de paz”). Este es un pequeño impuesto de 1% que se aplica a los ingresos o ventas brutas, para las empresas que obtengan un margen bruto superior al 4% de sus ingresos brutos. El segundo, consiste en pagar una tasa del 5% sobre las ventas brutas de la compañía. En general, las compañías toman su decisión con base en sus propios márgenes de utilidades.

Las compañías con elevados niveles de utilidades generalmente escogen la segunda opción, ya que pagarán mucho menos con el régimen del 5% de ventas brutas. Un estudio de 2007 mostró que, para que ambos sistemas aportaran los mismos montos al fisco, la tasa del segundo sistema debería ser 16% y no 5%.

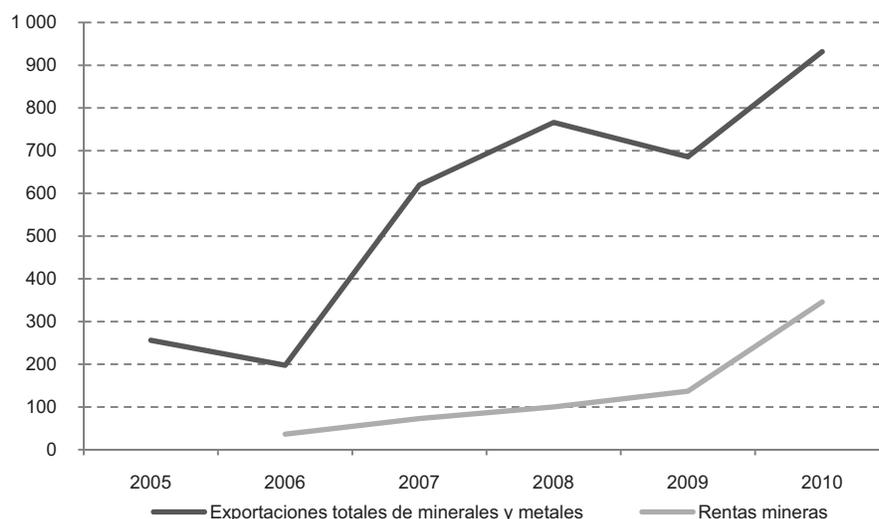
Contrario a la tendencia seguida por Chile, Perú y muchos países productores de minerales, que en los últimos años han buscado nuevas maneras de aumentar la participación de los gobiernos en las ganancias de la minería, Guatemala, no ha seguido este comportamiento. Efectivamente, con la finalidad de atraer inversión extranjera, con la Ley de minería de junio de 1997, la tasa de regalías mineras de Guatemala fue rebajada a de 6% a 1% sobre un monto determinado mediante declaración jurada del volumen del producto minero comercializado, con base en el valor de cotización del producto en mercados internos o en bolsas internacionales. El monto total de la regalías percibidas por el Estado se distribuye en partes iguales entre el Estado y las municipalidades.

Adicional a las regalías y el impuesto empresarial, existe además un impuesto de 12,5% a las remesas de utilidades que afecta a las personas naturales o jurídicas que no tienen residencia ni domicilio en Guatemala.

Las empresas mineras pueden optar a distintas formas de incentivos tributarios, como las deducciones de algunos costos para el pago de impuestos o exoneración de impuestos a la renta por clasificarse a la empresa minera dentro de la categoría de maquila.

2. Tendencias de la tributación y otros aportes legales

GRÁFICO A.15
GUATEMALA: RENTAS MINERAS Y TOTAL DE EXPORTACIONES DE MINERALES
(En miles de US\$ de cada año)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COMTRADE de las Naciones Unidas, <http://goldcorpguatemala.com/>, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente y FMI.

CUADRO A.9
GUATEMALA: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS
DE RENTA MINERA A LARGO PLAZO

(Período 2005-2010)

	Valor acumulado de los flujos (en millones de US\$ de 2005)	Distribución de los flujos (en porcentajes sobre la renta minera total)	En porcentajes sobre las exportaciones de minerales y metales
Impuestos sobre la Renta	63,0	9,9	2,0
Regalías al gobierno y municipalidades	14,4	2,3	0,4
Total de aportes mineros al fisco	77,4	12,2	2,4
Rentas mineras	633,4	100,0	19,8
Ingresos tributarios del Gobierno Central	18 064,7	-,-	-,-
Exportaciones totales de minerales y metales	3 202,9	-,-	100,0

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de COMTRADE de las Naciones Unidas, <http://goldcorpguatemala.com/>, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, FMI y FRED Economic Data.

La mina de oro y plata más importante es la mina Marlín que ha sido explotada desde el año 2005 por Montana Exploradora. La mina es propiedad de la empresa canadiense Goldcorp, una de las más grandes del mundo en minería de oro. Esta mina ha sido fuente de controversias sociales y escrutinio internacional porque se ha puesto en duda su contribución al desarrollo local y porque los impactos ambientales podrían estar poniendo en riesgo la sustentabilidad del entorno.

A continuación se hace un análisis de los impuestos y regalías de la minería guatemalteca sobre la base de datos de la empresa minera Marlin y el Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente. Esta mina fue la responsable de 95.5% de las exportaciones mineras de Guatemala en 2008⁷², por lo que los resultados pueden considerarse absolutamente representativos. La compañía minera Montana Exploradora escogió pagar mediante el segundo régimen, 5% de sus ventas brutas.

De acuerdo con el Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, la mina Marlin es el mayor contribuyente único de Guatemala. En lo que va de 2005 a 2010, la compañía ha pagado un total de US\$84 millones al fisco⁷³, en concepto de impuestos a la renta y regalías. De las cuales, según lo dicta la Ley de minería, el 91% va al gobierno central y el restante 9% (US\$7,8 millones) que corresponde a la mitad de las regalías, se destina a las municipalidades. Véanse gráfico A.16 y cuadro A.9.

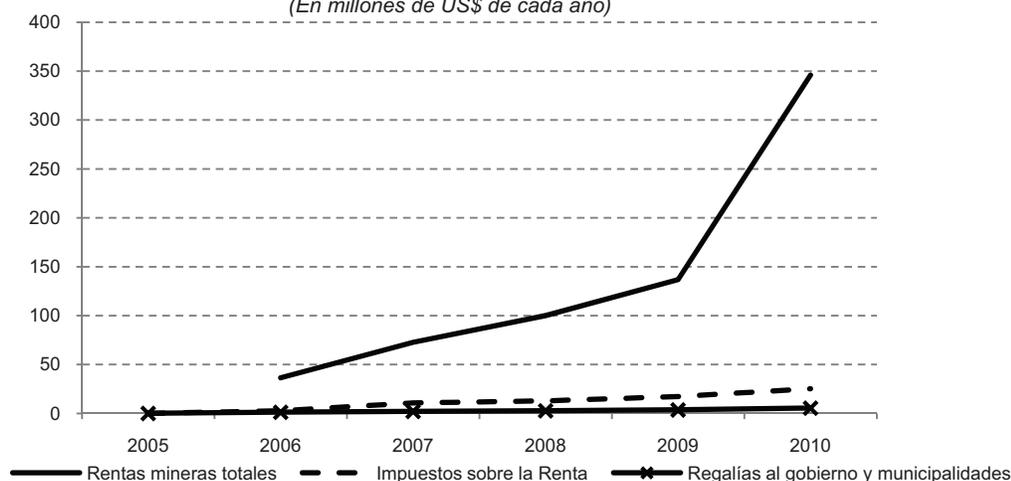
Otra curiosidad del caso guatemalteco, es que las rentas mineras muestran un solo período de crecimiento, sin el período decreciente que se observa en Chile y Perú, después del año 2007, lo cual podría deberse a que se trata de una mina de oro y plata, metales que se vieron muy poco afectados con la crisis global de esa época, por ser demandados como refugio de valor precisamente en épocas de crisis.

⁷² (Christian Aid, 2009).

⁷³ Sumados como valores corrientes de cada año.

GRÁFICO A.16
GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LA MINA DE ORO Y PLATA MARLIN
COMPARADAS CON RENTAS MINERAS TOTALES

(En millones de US\$ de cada año)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de <http://goldcorpguatemala.com/>, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, FMI y World Bureau of Metal Statistics.

CUADRO A.10
GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADOS POR LA MINERÍA
 (Período 2005-2010)

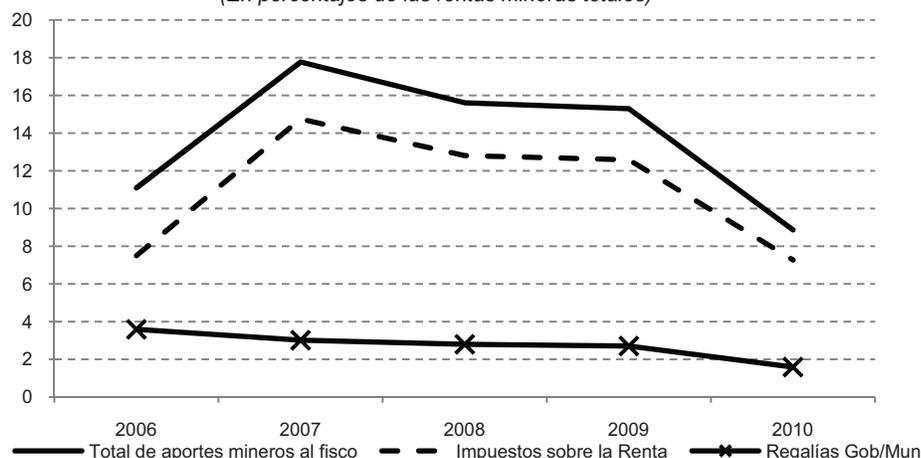
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
I. Impuestos y aportes de la minería (en millones de US\$)						
Impuestos sobre la renta	0,00	2,73	10,74	12,81	17,24	25,17
Regalías al gobierno y municipalidades	0,13	1,31	2,20	2,80	3,71	5,51
Total de aportes mineros al fisco	0,13	4,04	12,94	15,61	20,95	30,68
Rentas o ganancias totales de la mina	n.d.	36,40	72,80	100,00	136,90	346,10
Ingresos tributarios del Gobierno Central	3 049,13	3 584,50	4 113,82	4 412,49	3 959,29	n.d.
II. Participación en los ingresos fiscales totales (en porcentajes)						
Impuestos sobre la renta	0,00	0,08	0,26	0,29	0,44	n.d.
Regalías al gobierno y municipalidades	0,00	0,04	0,05	0,06	0,09	n.d.
Total de aportes mineros al fisco	0,00	0,11	0,31	0,35	0,53	n.d.
Rentas o ganancias totales de la mina	n.d.	1,02	1,77	2,27	3,46	n.d.
Ingresos tributarios del Gobierno Central	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	n.d.
III. Participación en las rentas totales (en porcentajes)						
Impuestos sobre la renta	n.d.	7,50	14,75	12,81	12,59	7,27
Regalías al gobierno y municipalidades	n.d.	3,59	3,02	2,80	2,71	1,59
Total de aportes mineros al fisco	n.d.	11,10	17,77	15,61	15,30	8,87
Rentas o ganancias totales de la mina	n.d.	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de <http://goldcorpguatemala.com/>, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, FMI y World Bureau of Metal Statistics.

Otro comportamiento atípico que cabe resaltar es que pese al incremento sin interrupciones en el valor de las rentas mineras, el porcentaje de las contribuciones de la minería al Estado se redujo después del año 2007. Efectivamente, la participación más alta de las contribuciones totales se observa en 2007 con 17,8% y el más bajo el 8,9% en 2010. El impuesto a la renta más las regalías como porcentaje de las rentas de la mina representó un promedio de 13,7%, si se excluyen las regalías dicha cifra se reduce a 10,9%.

GRÁFICO A.17
GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LA
MINA DE ORO Y PLATA MARLIN

(En porcentajes de las rentas mineras totales)



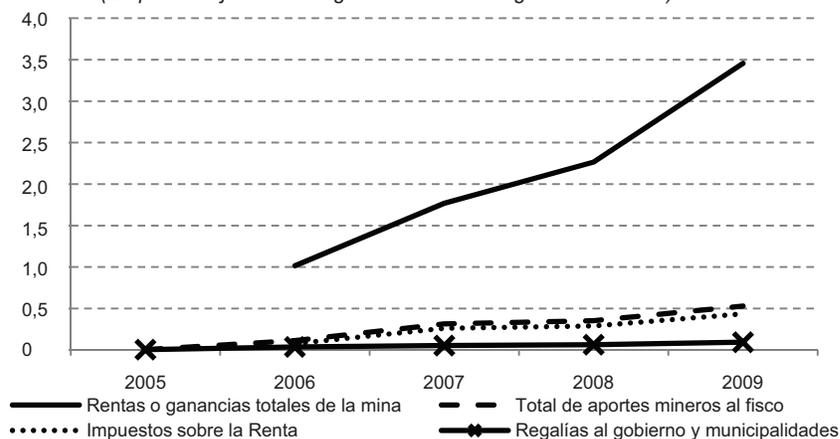
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de <http://goldcorp.guatemala.com/>, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, FMI y World Bureau of Metal Statistics.

En términos de los ingresos totales del gobierno central, al menos hasta el año 2009, los aportes de la minería muestran una participación cada vez mayor, en dicho año la minería aportó un máximo de 0,53%, cuando las rentas o beneficios de la minería ascienden a 3,46%.

En la sociedad guatemalteca existe una percepción de que la minería paga muy pocos impuestos y que los costos ambientales no compensan lo que los gobiernos y localidades reciben. En el año 2009 se llevó a cabo un proceso de diálogo entre el gobierno y las comunidades para encontrar una solución. Adicionalmente, se han planteado iniciativas de proyectos para una nueva ley de minería, que permita obtener regalías suficientes para el Estado, que regule la protección del ambiente y el uso del agua. Al parecer, todavía no se tienen resultados concretos de todo este proceso.

GRÁFICO A.18
GUATEMALA: IMPUESTOS Y REGALÍAS PAGADAS POR LA MINA DE ORO Y PLATA MARLIN

(En porcentajes de los ingresos fiscales del gobierno central)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de <http://goldcorpguatemala.com/>, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, FMI y World Bureau of Metal Statistics.

F. Honduras

Además de la minería no metálica, Honduras produce diversos metales como el oro, plomo, plata y zinc. Las mayores operaciones mineras están a cargo de empresas extranjeras. Las dos mayores explotaciones mineras son las de oro y plata. La primera, la mina San Martín, en el Valle de Siria, pertenece a la empresa Gold Corp., la que es la más grande mina a cielo abierto en Honduras y se encuentra en operaciones desde el año 2000. Rápidamente se convirtió en un éxito comercial y la producción alcanzó su pico en 2002. La vida útil de la mina está llegando a su fin, por lo que las actividades de cierre comenzaron en 2008.

La segunda, la mina a cielo abierto San Andrés operada por la empresa canadiense Aura Minerals Inc. desde el año 2009 desde que la compró a la canadiense Yamana Gold, que a su vez la compró en 2006 a RNC Gold. Otra empresa minera de relevancia nacional es la Breakwater Resources Ltd. de Canadá, propietaria del 100% de la mina de zinc, plata y plomo El Mochito.

La minería hondureña, al igual que la guatemalteca, no ha estado alejada de fuertes cuestionamientos y conflictos sobre los aportes económicos y los riesgos ambientales de dicha actividad. Se han presentado al Congreso Nacional diversas versiones para una nueva ley de minería y las discusiones en torno a estos proyectos ha causado enormes divisiones entre los distintos grupos sociales. Los opositores a la minería dicen que las empresas mineras no están pagando impuestos y las comunidades y el Estado reciben muy pocos beneficios, han contaminado las aguas, aire y suelos y han comprometido seriamente la salud de los habitantes de las localidades cercanas. Algunos representantes del gobierno hablan sobre la conveniencia de una nueva ley de minería para la atracción de inversiones extranjeras, más empresas, nuevos proyectos, más empleos, mejores condiciones de vida y desarrollo económico local. Por su parte, la empresa privada, afirma que hay inversionistas de China, India, Brasil, Canadá, de Estados Unidos con diversos proyectos de inversión minera en Honduras, cada uno con montos de aproximadamente US\$ 350 millones⁷⁴.

1. Régimen tributario⁷⁵

La “Ley del impuesto sobre la renta” establece una tasa de 15% sobre la renta o utilidades obtenidas por las empresas. No obstante, sobre la base del Art. 10 de la Ley del Impuesto sobre Renta, las ganancias de capital obtenidas por personas naturales o jurídicas, domiciliadas o no en Honduras, pagarán un impuesto único del 10%, lo que es aplicable a las empresas mineras⁷⁶. A manera de regalía, se cobra el 1% sobre el valor mensual de las ventas o exportaciones, las empresas mineras pagan este monto que va directamente a la municipalidad donde se realiza la actividad minera.

Las reformas mineras de 1998 dieron al sector minero ciertos privilegios que aún están vigentes. Además de pagar la tasa reducida del 10% sobre la renta, otro beneficio fue la reducción de las regalías al 1%. Las compañías se benefician también de normas de depreciación acelerada por 5 años, a una tasa anual de 20% y pueden deducir todos los costos de exploración y explotación. Se benefician de una tregua tributaria durante los primeros cinco años y pueden transferir pérdidas al periodo siguiente durante los primeros cuatro años. Tampoco pagan el impuesto a las ventas por las exportaciones, ni se les aplica ningún arancel a las importaciones de maquinaria y equipo que utilizan en los procesos de explotación minera.

Asimismo, las compañías pueden firmar contratos de estabilidad tributaria con el gobierno por un plazo de 10 años para los nuevos proyectos con inversiones superiores a los US\$10.000.000 ó para las empresas que encontrándose en producción amplíen sus actividades minero metalúrgicas, con

⁷⁴ Consultas en línea, <http://www.elheraldo.hn/>, <http://www.ecoport.net/>, <http://www.latribuna.hn/>, <http://revistaminera.wordpress.com/>.

⁷⁵ Gran parte de esta sección se basa en información obtenida de Christian Aid (2009), por supuesto los errores de interpretación son de los autores.

⁷⁶ La tasa del 10% puede bajar al 8%, si el precio internacional de los metales es más bajo, de acuerdo con declaraciones del Presidente de la Asociación Nacional de Minería Metálica de Honduras (Anamimh) a Radio América el 28 de julio de 2011. Consulta en línea <http://mediamonitor.hn/m/node/6474>.

inversiones superiores o iguales a US\$ 20.000.000. El plazo del contrato de estabilidad puede ser de 15 años en el caso de los proyectos con inversiones mayores a los US\$ 30.000.000.

Tendencias de la tributación y otros aportes legales

**CUADRO A.11
HONDURAS: VALOR ACUMULADO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUJOS DE RENTA MINERA
A LARGO PLAZO**

(Período 2000-2009, sobre la base de US\$ constantes de 2005)

	Valor acumulado 2000-2009 (en millones de US\$ de 2005)	Distribución de los flujos (en % sobre la renta minera total)	Distribución de los flujos (en % sobre las exportaciones de minerales y metales)
Impuestos a la renta (estimación propia)	49 888	10,0	4,0
Regalías	43	0,0	0,0
Impuestos + regalías	48 908	9,8	3,9
Rentas mineras	498 880	100,0	39,7
Ingresos tributarios del Gobierno Central	15 033	-,-	-,-
Exportaciones de minerales y metales	1 255 135	-,-	100,0

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Finanzas de Honduras, Banco Central de Honduras y COMTRADE de Naciones Unidas, Banco Mundial y FRED Economic Data.

^a La información de las regalías incluye solamente el período 2001-2009.

**CUADRO A.12
HONDURAS: TRIBUTACIÓN Y APORTES FISCALES DE LA MINERÍA
EN PORCENTAJES DE LAS RENTAS MINERAS**

(Calculado sobre la base de US\$ constantes de 2005)

	Tributación y aportes fiscales de la minería ^a (en porcentajes de las rentas mineras)		
	2001-2003	2004-2009	2001-2009
Impuestos + regalías	10,2	10,0	10,0
Rentas mineras	100,0	100,0	100,0

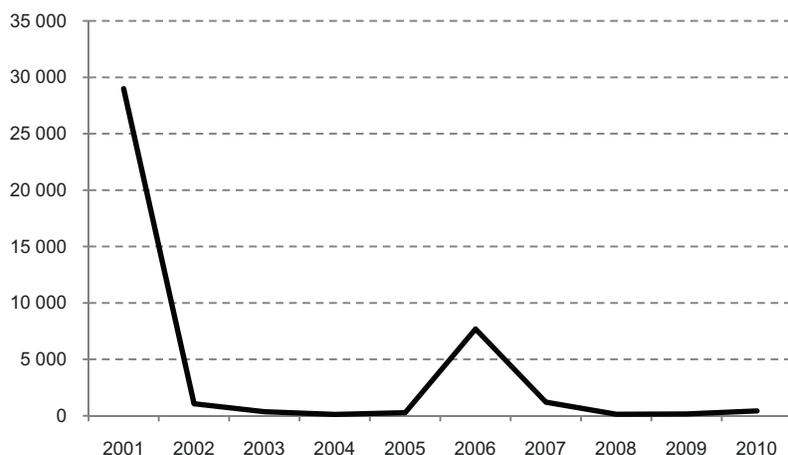
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Finanzas de Honduras, Banco Central de Honduras y COMTRADE de Naciones Unidas, Banco Mundial y FRED Economic Data.

^a Para cada uno de los tres períodos, los valores fueron calculados como la sumatoria de la tributación + regalías a precios constantes del año 2005, divididos por la sumatoria de las rentas mineras a precios constantes del año 2005.

^b Sobre la base de una estimación propia de los impuestos, calculado como el 10% de las rentas mineras totales.

En el caso de Honduras, llama la atención la bajísima recaudación fiscal en términos de regalías entregadas por las empresas mineras, las que en términos porcentuales nunca alcanzan el 1% de las ventas o exportaciones establecidas legalmente, puesto que ni siquiera cubren el 1% de las rentas mineras. Como promedio anual se recaudó US\$4000 durante el período 2000-2009 y hubo varios años en que estos aportes fluctuaron entre US\$109 y US\$ 418. Estos montos tan bajos podrían interpretarse como ausencia de pago o como falta de notificación por parte de las municipalidades. Por otra parte, a partir del año 2006 podrían estar siendo subestimados ya que dejaron de reportarse como regalías mineras y se incluyeron en el rubro de regalías varias. Véanse gráficos a continuación.

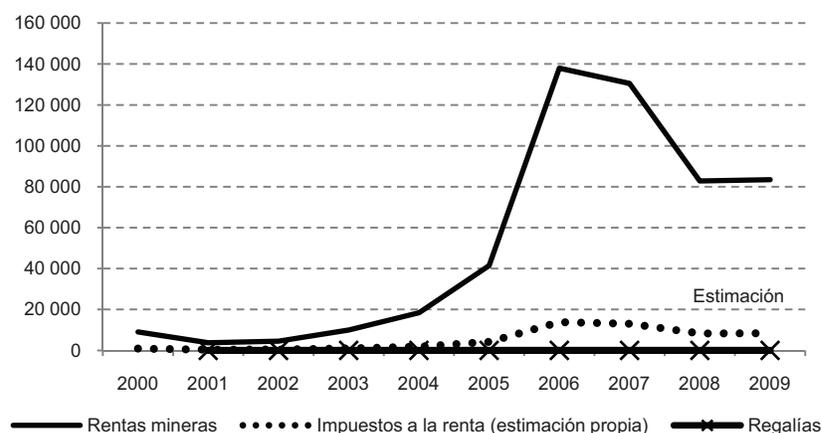
GRÁFICO A.19
HONDURAS: REGALÍAS PAGADAS POR LAS EMPRESAS MINERAS
(En US\$ de cada año, período 2000-2009)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Finanzas de Honduras y Banco Central de Honduras.

De haberse aplicado el 10% sobre la renta, e incluyendo las regalías, la carga tributaria máxima teórica en Honduras habría alcanzado el 10,09% durante el período 2001-2009. Al igual que en el caso de Guatemala, en Honduras dicho valor está muy por debajo del promedio regional, y más aún si se toma en cuenta que en la práctica, existen posibilidades de bajar el impuesto sobre las utilidades de 10% al 8%, cuando el precio internacional de los metales es más bajo, de acuerdo con declaraciones del Presidente de la Asociación Nacional de Minería Metálica de Honduras (Anamimh)⁷⁷. Fue imposible obtener los datos de las recaudaciones tributarias, por lo que en este trabajo se hizo un estimado del 10% sobre los datos de rentas mineras que publica el Banco Mundial. Véase gráfico A.20.

GRÁFICO A.20
HONDURAS: TRIBUTACIÓN Y REGALÍAS MINERAS COMPARADOS CON LAS RENTAS MINERAS TOTALES
(En miles de US\$ de cada año, período 2000-2009)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Finanzas de Honduras, Banco Central de Honduras, Banco Mundial y CEPAL.
 Nota: Estimación propia según el impuesto empresarial del 10%, sobre las cifras de rentas mineras del Banco Mundial.

⁷⁷ Radio América el 28 de julio de 2011. Consulta en línea <http://mediamonitor.hn/m/node/6474>.

CUADRO A.13
HONDURAS: APORTES DE LA MINERÍA A LOS INGRESOS FISCALES
(Período 2000 – 2010)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
I. Impuestos y aportes de la minería											
<i>(En miles de US\$)</i>											
Regalías	n.d.	28,98	1,06	0,36	0,11	0,27	7,69	1,19	0,13	0,16	0,42
Impuestos a la renta empresarial ^a	906,32	371,72	448,60	994,35	1 834,64	4 145,23	13 796,85	13 047,63	8 284,54	8 342,20	n.d.
Aportes fiscales de la minería (incluye impuestos a la renta ^a)	906,32	400,70	449,66	994,71	1 834,75	4 145,49	13 804,54	13 048,83	8 284,67	8 342,36	n.d.
Rentas mineras	9 063,23	3 717,18	4 485,97	9 943,53	18 346,41	41 452,29	137 968,52	130 476,34	82 845,39	83 422,05	n.d.
Ingresos tributarios del Gobierno Central	993 045,45	1 226 274,26	1 136 283,42	1 191 677,28	1 285 990,49	1 417 617,60	1 644 121,26	2 013 961,29	2 108 892,66	2 065 610,96	n.d.
II. Participación en los ingresos fiscales totales (en porcentajes)											
Regalías		0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	n.d.
Impuestos a la renta empresarial ^a		0,030	0,039	0,083	0,143	0,292	0,839	0,648	0,393	0,404	n.d.
Aportes fiscales de la minería (incluye impuestos a la renta/a)		0,033	0,040	0,083	0,143	0,292	0,840	0,648	0,393	0,404	n.d.
Rentas mineras	0,913	0,303	0,395	0,834	1,427	2,924	8,392	6,479	3,928	4,039	n.d.
Ingresos tributarios del Gobierno Central	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	n.d.
III. Participación en la rentas mineras (en porcentajes)											
Regalías		0,780	0,024	0,004	0,001	0,001	0,006	0,001	0,000	0,000	n.d.
Impuestos a la renta empresarial ^a		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	n.d.
Aportes fiscales de la minería (incluye impuestos a la renta ^a)		10,8	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	n.d.
Rentas mineras	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	n.d.

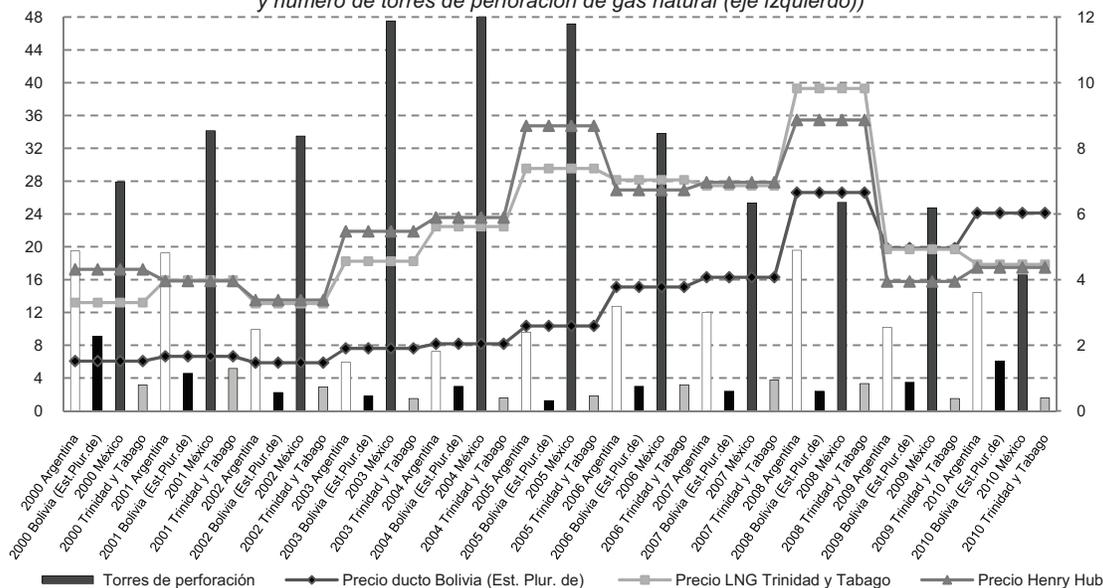
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Finanzas de Honduras, Banco Central de Honduras, Banco Mundial y CEPAL.

^a Estimación propia según el impuesto empresarial del 10%, sobre las cifras de rentas mineras del Banco Mundial.

Anexo 2 Sector hidrocarburos: información general y por país

GRÁFICO A.21
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL Y ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
EN PAÍSES SELECCIONADOS

(En dólares por millón de unidades térmicas británicas (eje derecho)
y número de torres de perforación de gas natural (eje izquierdo))



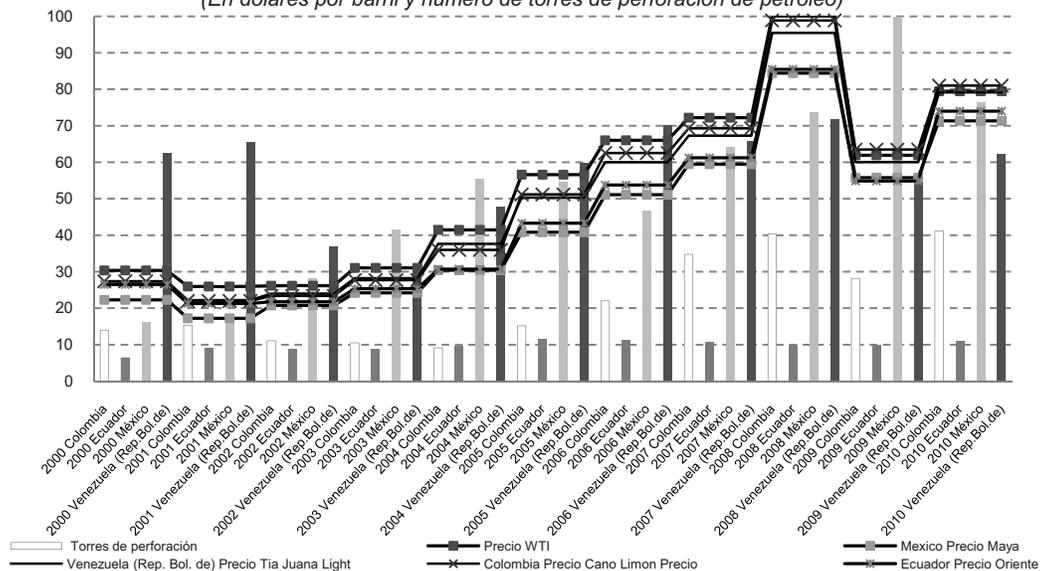
Fuente: Elaboración propia en base a Baker and Hughes 2012, EIA 2011, YPFB 2011.

Nota: Los precios del gas natural boliviano corresponden al contrato de exportación por ducto GSA-Brasil en punto de entrega.

Los precios del gas natural trinitario corresponden al contrato de exportación por LNG a Estados Unidos en terminal de recepción. Se convirtió el precio de condiciones volumétricas a energéticas con el poder calórico promedio de la producción del 2009 de 1.04MMbtu/Mpc. El precio Henry Hub es el Gulf Coast Spot.

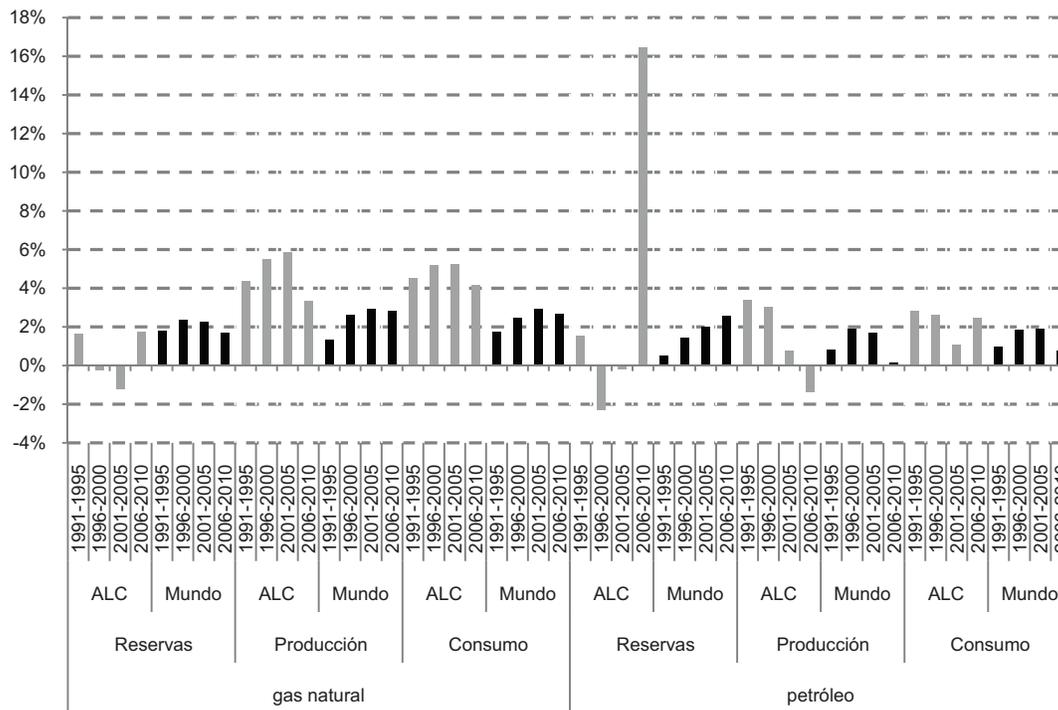
GRÁFICO A.22
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE CORTES DE CRUDO Y ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
EN PAÍSES SELECCIONADOS

(En dólares por barril y número de torres de perforación de petróleo)



Fuente: Elaboración propia en base a Baker and Hughes 2012, EIA 2011.
Nota: Los precios corresponden a su valor FOB.

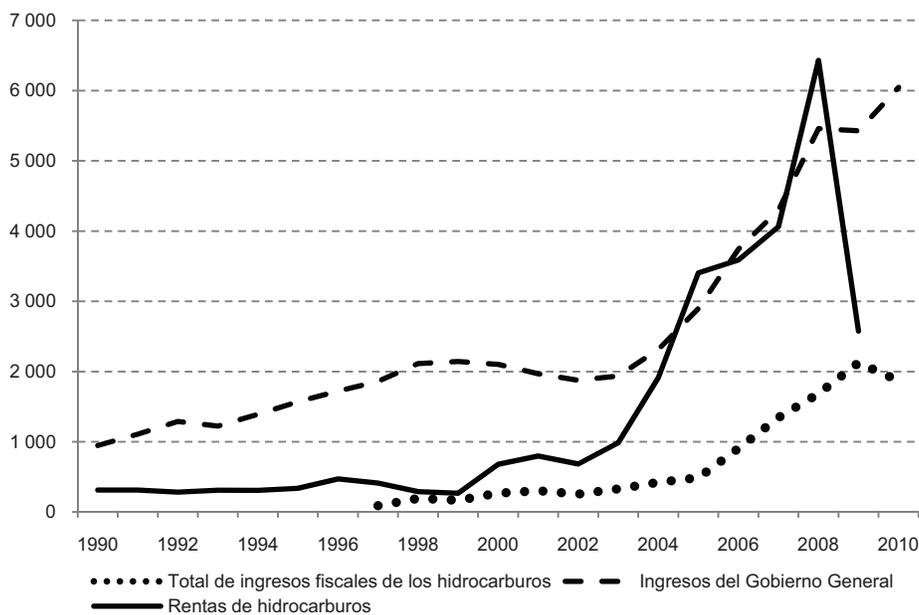
GRÁFICO A.23
DESEMPEÑO DE AMÉRICA LATINA EN PRINCIPALES VARIABLES
(En % de crecimiento interanual)



Fuente: Elaboración propia en base a BP 2011, ENI 2010.

A. Estado Plurinacional de Bolivia

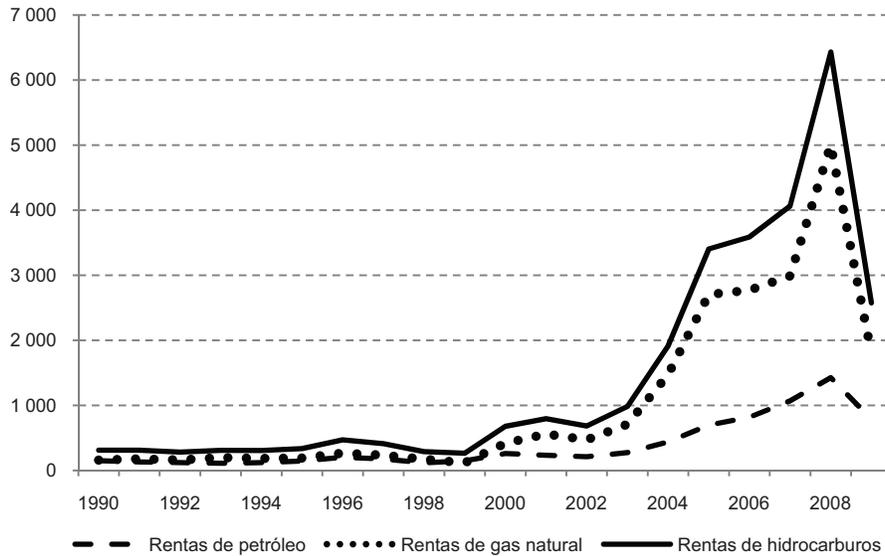
GRÁFICO A.24
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: APORTES FISCALES PAGADOS POR EL SECTOR
HIDROCARBUROS, INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTA ESTIMADA
DEL SECTOR HIDROCARBUROS
(En millones de US\$ de cada año)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEDLA, CEPAL y Banco Mundial.

GRÁFICO A.25
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: RENTAS DE HIDROCARBUROS
(PETRÓLEO Y GAS NATURAL)

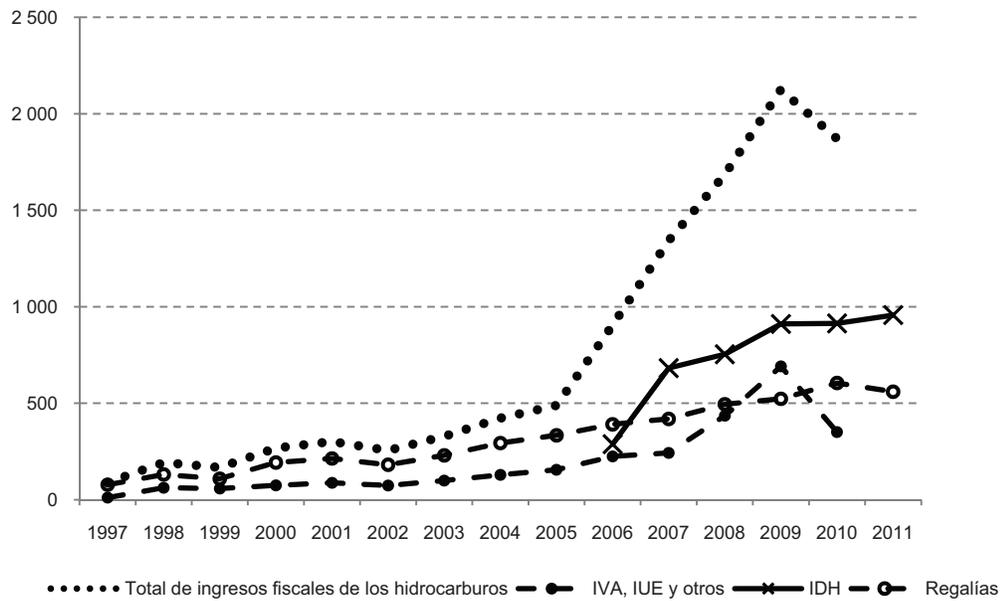
(En millones de US\$ de cada año, período 2000-2009)



Fuente: DRNI sobre la base de datos del Banco Mundial.

GRÁFICO A.26
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: APORTES (TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS)
PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS

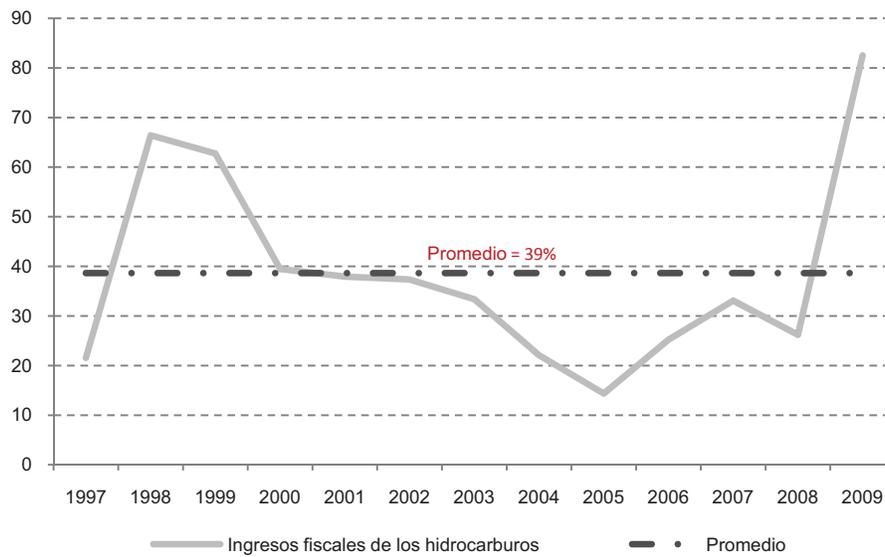
(En millones de US\$ de cada año)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEDLA.

GRÁFICO A.27
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: IMPUESTOS PAGADOS
POR LOS HIDROCARBUROS

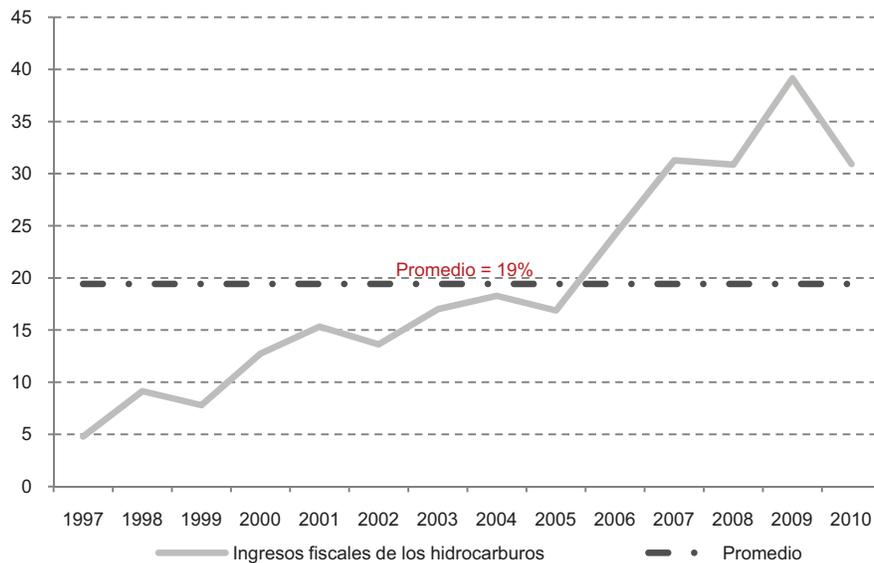
(En porcentajes del total de las rentas de hidrocarburos)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEDLA y Banco Mundial.

GRÁFICO A.28
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: IMPUESTOS PAGADOS
POR LOS HIDROCARBUROS

(En porcentajes del total de ingresos del gobierno general)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y CEDLA.

CUADRO A.14
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: APORTES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS,
RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990 – 2010)

En millones de US\$	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Rentas de hidrocarburos	413	291	266	679	796	684	986	1 915	3 404	3 589	4 062	6 431	2 575	n.d.
Ingresos fiscales de los hidrocarburos ^a	89	193	167	268	302	255	329	423	489	904	1 344	1 685	2 125	1 870
Total de ingresos del Gobierno General	1 860	2 113	2 143	2 103	1 969	1 875	1 936	2 314	2 897	3 742	4 297	5 458	5 427	6 045
En porcentajes sobre el total de rentas de hidrocarburos														
Ingresos fiscales de los hidrocarburos	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	n.d.
En porcentajes sobre el total de ingresos del Gobierno General														
Ingresos fiscales de los hidrocarburos	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4

Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEDLA, CEPAL y Banco Mundial.

^a Incluye IDH: Impuesto Directo a los Hidrocarburos; IUE: Impuesto sobre las utilidades de las Empresas; IVA: Impuesto al Valor Agregado; IT: Impuesto a las Transacciones.

B. Brasil

Brasil cuenta con las segundas reservas más grandes de petróleo de la región (12,9 billones de barriles) y con las sextas de gas natural. En el año 2011 produjo el 17% del petróleo y el 7% del gas natural que genera la región.⁷⁸ La inversión de la estatal de PETROBRAS es predominante y ha permitido que las reservas aumenten y que Brasil sea un país autosuficiente en hidrocarburos. PETROBRAS se destaca porque la mayor parte de sus reservas se han descubierto en aguas profundas utilizando alta tecnología en las operaciones de exploración y producción, de esta manera, sólo un pequeño porcentaje de sus reservas se encuentran bajo tierra.

Brasil posee un estilo de gestión con predominio estatal. PETROBRAS es la principal responsable de la exploración y la explotación, así como del abastecimiento interno. PETROBRAS es la empresa estatal con capital mixto (81,4% del Estado, 11,8% privados, 6,8% públicos), con presencia en 28 países. Se mantienen vigentes las leyes y reglamentos de la apertura petrolera de 1997-1998, mediante las cuales todas las actividades están abiertas a la inversión privada, terminando con el monopolio estatal. Sin embargo, a casi 15 años de la apertura, la PETROBRAS presencia de capital privado es escasa y poco significativa en el sector exploración y producción.⁷⁹

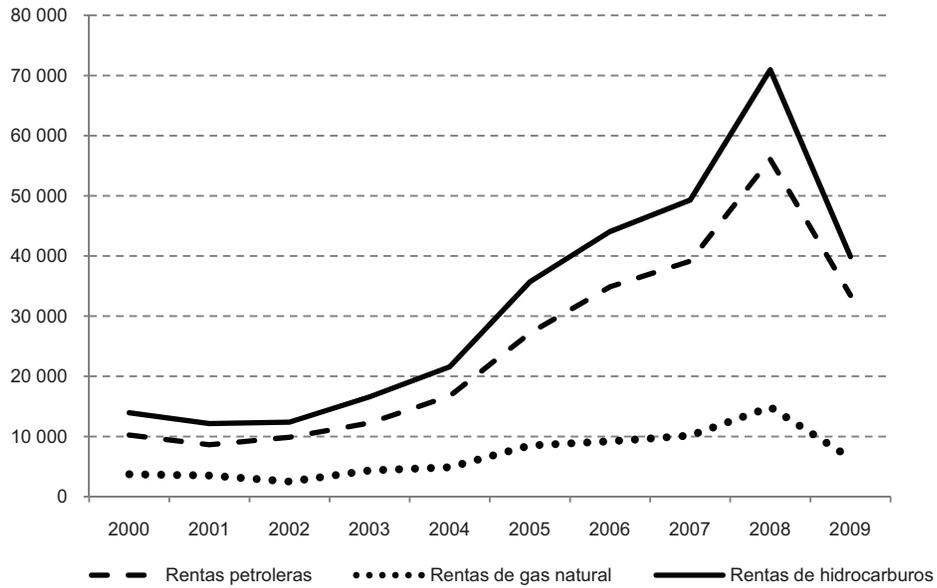
Existe un royalty del 10% que se cobra mensualmente sobre el valor obtenido al multiplicar el volumen de producción por un precio de referencia fijado por la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). La Agência, al publicar la nota de la oferta, puede reducir la tasa de no menos del 5%, dependiendo del riesgo geológico, las expectativas de producción y otros factores. El impuesto sobre los ingresos se estima en una tasa de 15% más un recargo del 10% cuando los beneficios sean superiores a R\$ 240.000 (US\$ 136.424) por año.

Se aplican normas sobre precios de transferencia y difieren de las directrices de la OCDE. Las reglas de bajo coeficiente de capitalización se introdujeron en enero de 2011. Los intereses pagados a las partes son deducibles solamente si la relación deuda-capital no exceda de dos. Además, se calcula a una tasa del 9% como una contribución social sobre el beneficio neto. Regalías, honorarios de asistencia técnica, gastos de otros servicios, y pagos de alquiler remitidos al exterior están sujetos a una retención fiscal del 15% (ó 25% en el caso de los residentes de países con bajos impuestos). La contribución para la intervención en el dominio económico (CIDE) también está cargado con el 10% de estas remesas.

⁷⁸ Datos de OLADE y U.S. EIA.

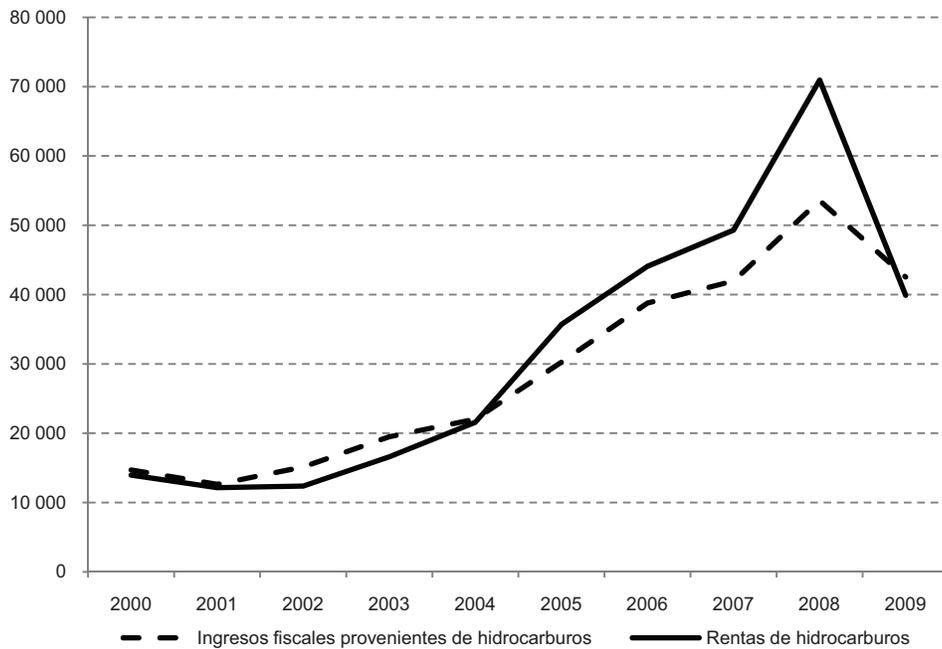
⁷⁹ Campodónico (2007).

GRÁFICO A.29
BRASIL: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)
 (En millones de US\$ de cada año, período 2000-2009)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Banco Mundial.

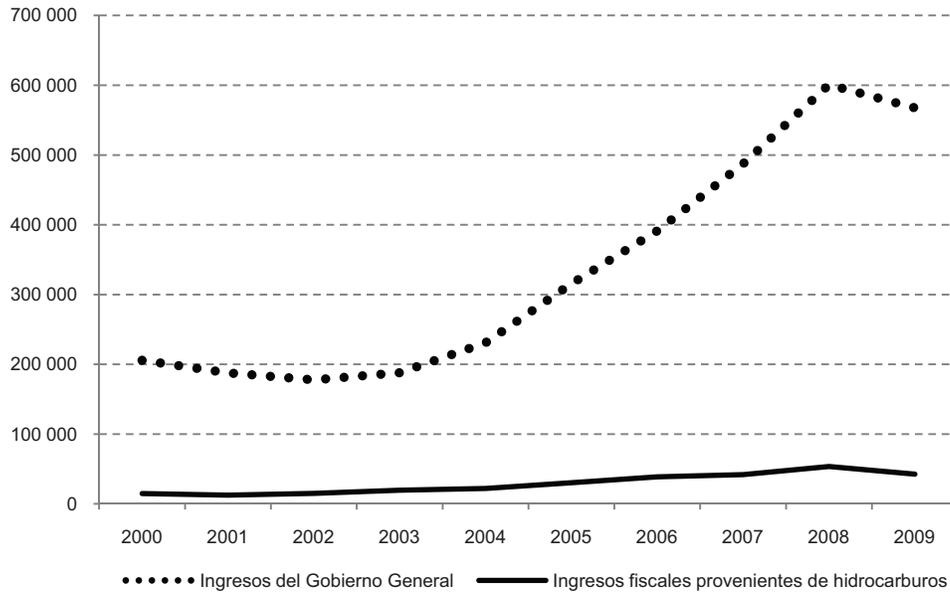
GRÁFICO A.30
BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PETROBRAS) COMPARADAS CON LAS RENTAS DE HIDROCARBUROS
 (En millones de US\$ de cada año)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Varsano (2011), FMI y Banco Mundial.

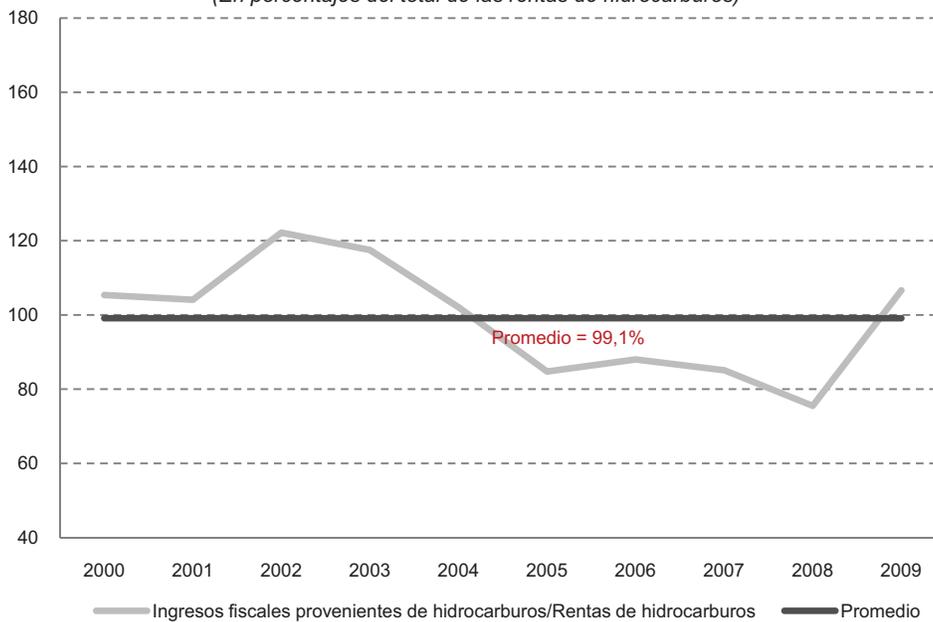
GRÁFICO A.31
BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS COMPARADAS
CON EL TOTAL DE INGRESOS DEL GOBIERNO GENERAL

(En millones de US\$ de cada año)



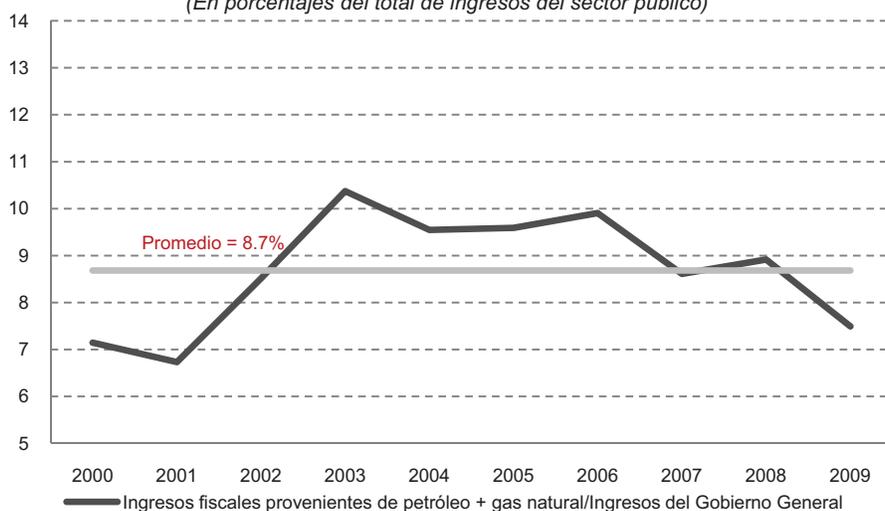
Fuente: DRNI sobre la base de datos de Varsano (2011), FMI y Banco Mundial.

GRÁFICO A.32
BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
 (En porcentajes del total de las rentas de hidrocarburos)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Varsano (2011) y Banco Mundial.

GRÁFICO A.33
BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
(En porcentajes del total de ingresos del sector público)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Varsano (2011), FMI y Banco Mundial.

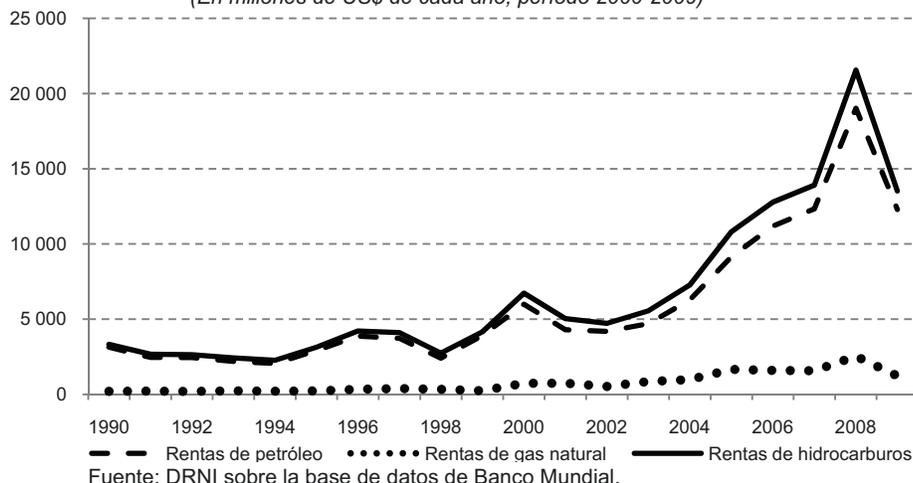
CUADRO A.15
BRASIL: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (2000-2010)

En millones de US\$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ingresos fiscales provenientes del petróleo	26 892	29 689	44 187	60 008	64 458	73 650	84 354	81 703	98 232	85 043
Ingresos del Gobierno General	376 397	441 150	518 840	578 482	675 274	768 039	851 508	948 791	1 101 624	1 135 035
Rentas de hidrocarburos	13 951	12 141	12 384	16 592	21 587	35 698	44 059	49 298	70 959	39 888
En porcentajes										
Ingresos fiscales provenientes de hidrocarburos / Rentas de hidrocarburos	105,4	104,1	122,2	117,5	102,1	84,7	88,0	85,1	75,5	106,6
Ingresos fiscales provenientes de petróleo + gas natural / Ingresos de Gobierno General	7,1	6,7	8,5	10,4	9,5	9,6	9,9	8,6	8,9	7,5

Fuente: DRNI sobre la base de datos de Varsano (2011), FMI y Banco Mundial.

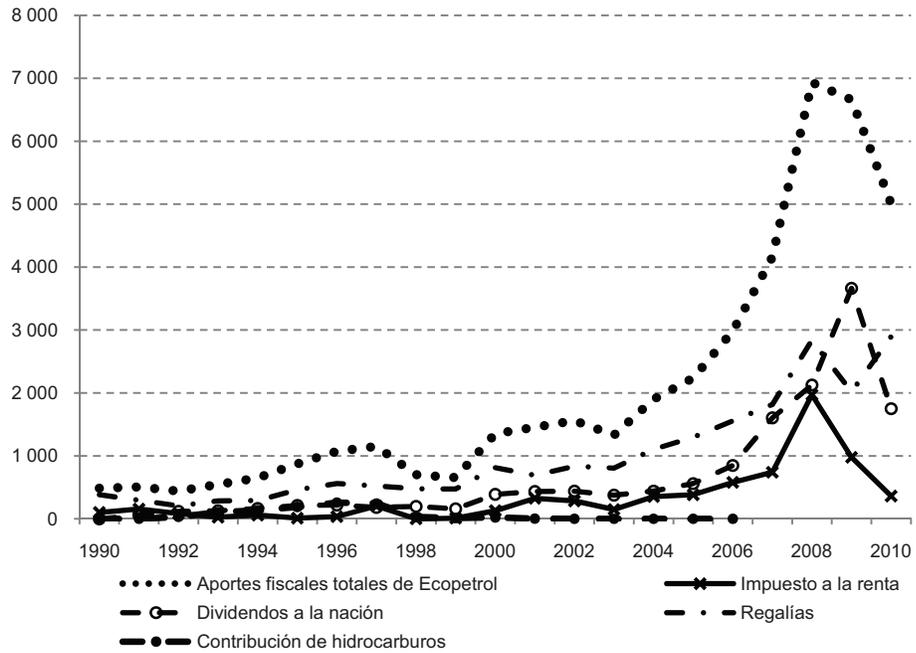
C. Colombia

GRÁFICO A.34
COLOMBIA: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)
(En millones de US\$ de cada año, período 2000-2009)



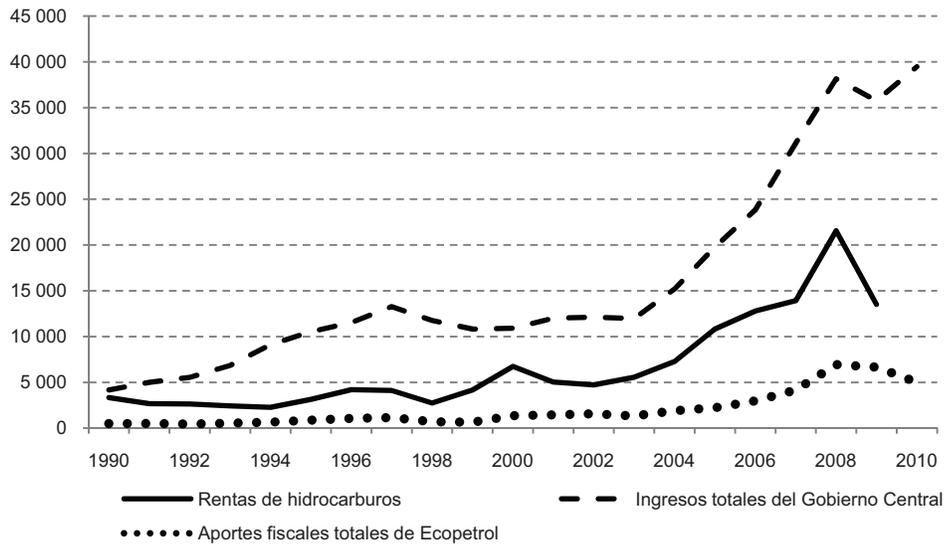
Fuente: DRNI sobre la base de datos de Banco Mundial.

GRÁFICO A.35
COLOMBIA: APORTES FISCALES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
 (En millones de US\$ de cada año)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

GRÁFICO A.36
COLOMBIA: APORTES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTAS DE HIDROCARBUROS
 (En millones de US\$ de cada año)



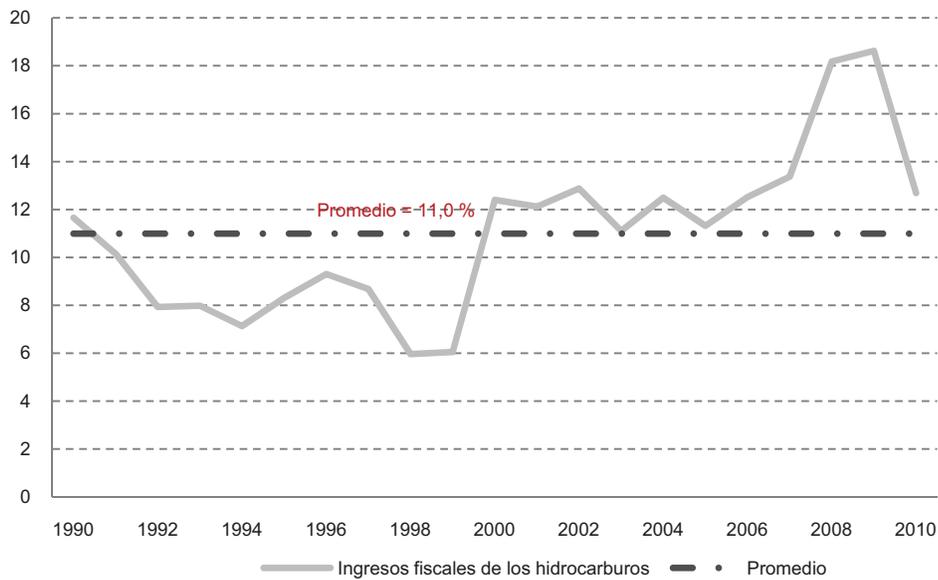
Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

GRÁFICO A.37
COLOMBIA: APORTES FISCALES PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS
(En porcentajes del total de las rentas del sector)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

GRÁFICO A.38
COLOMBIA: APORTES PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS
(En porcentajes del total de ingresos fiscales totales del Gobierno Central)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

CUADRO A.16
COLOMBIA: APORTES PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990 – 2010)

En millones de US\$	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Rentas de hidrocarburos	3 326	2 670	2 638	2 426	2 267	3 136	4 208	4 109	2 742	4 160	6 730	5 038	4 717	5 559	7 270	10 816	12 780	13 918	21 560	13 520	n.d.	
Aportes fiscales totales de Ecopetrol	485	507	439	546	650	874	1 072	1 151	701	654	1 353	1 455	1 560	1 329	1 899	2 238	2 984	4 160	6 935	6 658	5 009	
Total de ingresos del Gobierno General	4 158	4 998	5 542	6 845	9 115	10 517	11 528	13 267	11 763	10 818	10 911	12 000	12 117	11 970	15 199	19 767	23 839	31 115	38 146	35 748	39 480	
En % sobre el total de rentas de hidrocarburos																						
Ingresos fiscales de los hidrocarburos	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	n.d.
En % sobre el total de ingresos del Gobierno General																						
Ingresos fiscales de los hidrocarburos	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0

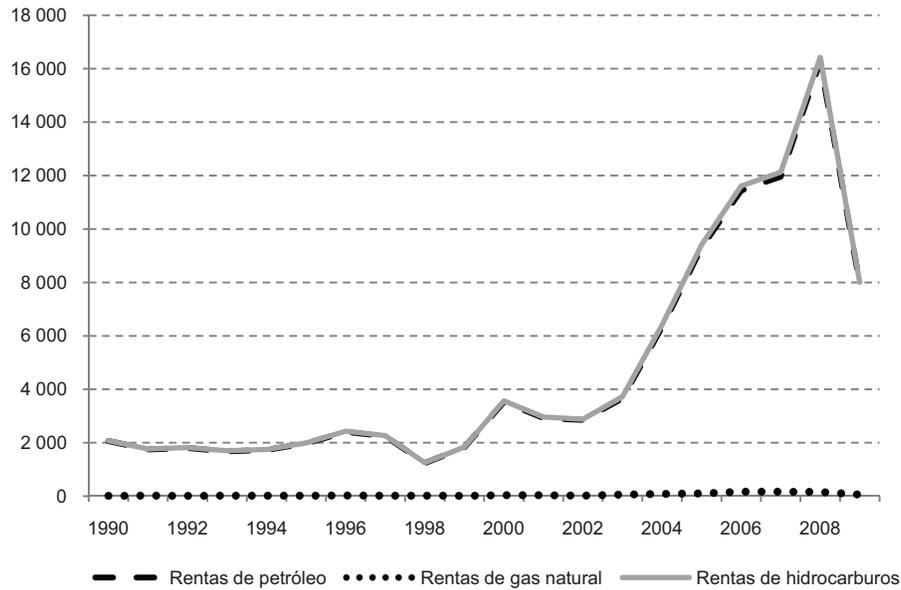
Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

Nota: Incluye IDH: Impuesto Directo a los Hidrocarburos; IEHD: Impuesto Especial Hidrocarburos y Derivados; IUE: Impuesto sobre las Utilidades de las empresas; IVA: Impuesto al Valor Agregado; IT Impuesto a las transacciones.

D. Ecuador

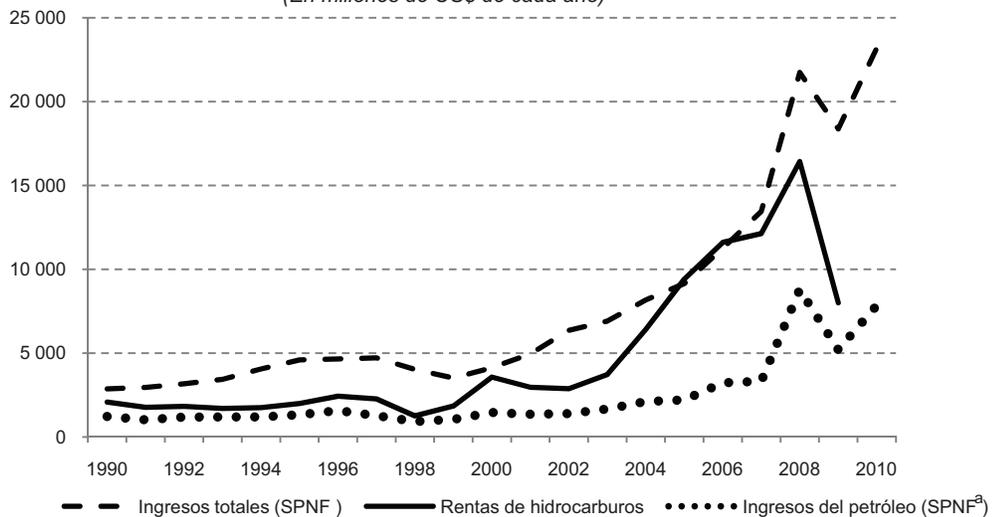
Ecuador posee las cuartas reservas de petróleo de la región, (6,5 billones de barriles)⁸⁰.

GRÁFICO A.39
ECUADOR: RENTAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)
 (En millones de US\$ de cada año, período 1990-2009)



Fuente: DRNI sobre la base de datos del Banco Mundial.

GRÁFICO A.40
ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS, INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTAS DE HIDROCARBUROS
 (En millones de US\$ de cada año)

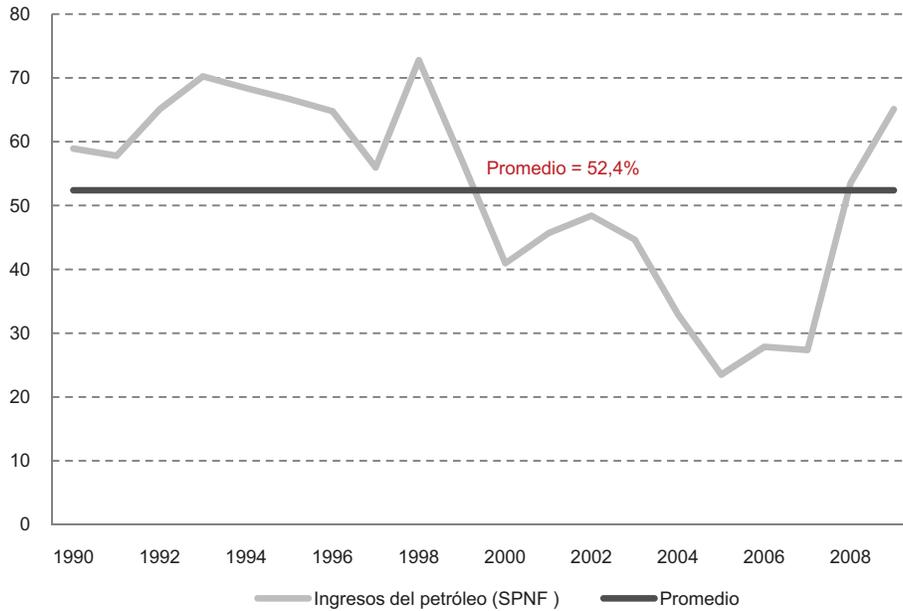


Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y del Banco Mundial.

^a SPNF: Sector Público no Financiero.

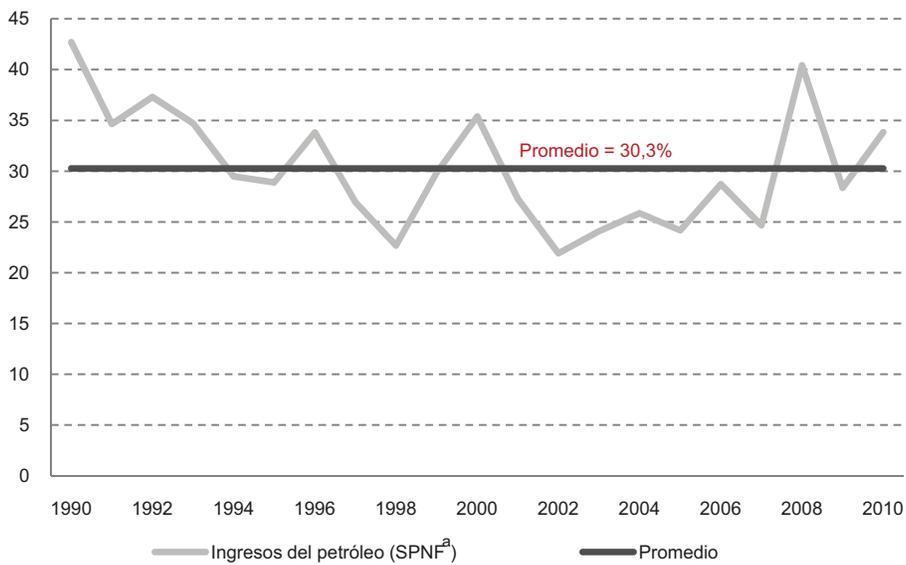
⁸⁰ Datos U.S. EIA.

GRÁFICO A.41
ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
 (En porcentajes del total de las rentas de hidrocarburos)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

GRÁFICO A.42
ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
 (En porcentajes del total de ingresos totales SPNF^a)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL.

^a SPNF: Sector Público no Financiero.

CUADRO A.17
ECUADOR: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990 – 2010)

En millones de US\$	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Rentas de hidrocarburos	2 078	1 768	1 819	1 701	1 747	1 992	2 431	2 269	1 254	1 838	3 566	2 961	2 877	3 724	6 418	9 414	11 610	12 126	16 425	8 004	n.d.	
Ingresos del Petróleo (SPNF) ^a	1 225	1 022	1 184	1 195	1 194	1 329	1 575	1 270	913	1 049	1 460	1 352	1 393	1 664	2 115	2 212	3 235	3 318	8 794	5 212	7 845	
Ingresos totales (SPNF) ^a	2 868	2 950	3 175	3 441	4 052	4 599	4 656	4 714	4 027	3 515	4 126	4 955	6 361	6 910	8 177	9 146	11 263	13 451	21 743	18 378	23.186	
En % sobre el total de rentas de hidrocarburos																						
Ingresos del petróleo (SPNF) ^a	58,9	57,8	65,1	70,2	68,4	66,7	64,8	56,0	72,8	57,1	40,9	45,7	48,4	44,7	33,0	23,5	27,9	27,4	53,5	65,1	n.d.	
En % sobre el total de ingresos totales SPNF^a																						
Ingresos del petróleo (SPNF) ^a	42,7	34,6	37,3	34,7	29,5	28,9	33,8	26,9	22,7	29,8	35,4	27,3	21,9	24,1	25,9	24,2	28,7	24,7	40,4	28,4	33,8	

Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

^a SPNF: Sector Público no Financiero

E. México

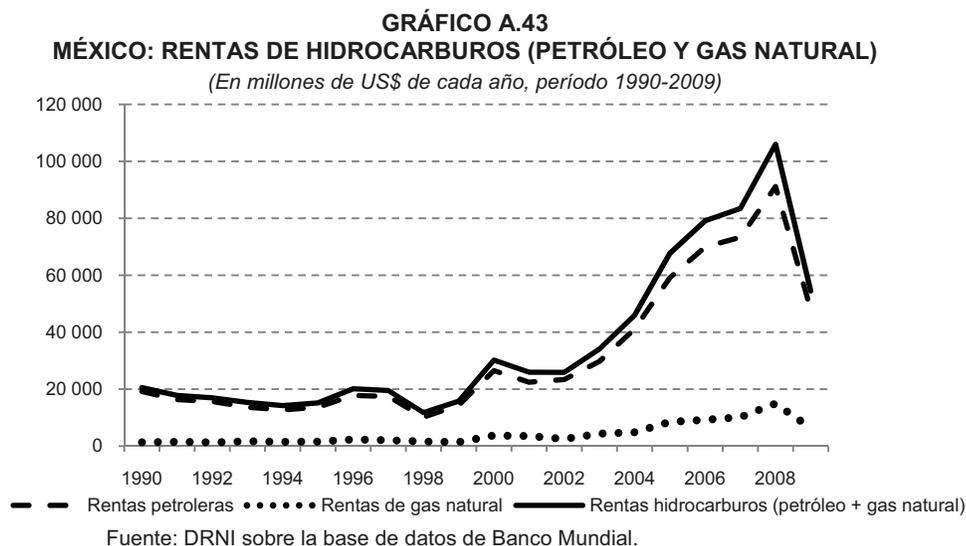
México posee las terceras reservas de petróleo más grandes de la región, las que ascienden a 10,4 billones de barriles⁸¹. En el año 2011 produjo el 30% del petróleo de la región y el 22% del gas natural. En ese mismo año exportó el 48% de su producción de petróleo y el 4% de su producción de gas natural⁸². La empresa PEMEX, de propiedad estatal, posee el monopolio de las exploraciones y producción de petróleo crudo y gas natural. A finales de 2008, el Gobierno federal promulgó cambios en el régimen fiscal de PEMEX, que buscaban mejorar la situación de las finanzas y la operatividad de la paraestatal⁸³.

Hasta antes de la reforma fiscal de 2008, la estatal debía entregar al fisco el 60,8% de sus ingresos totales (de acuerdo con el Derecho sobre Hidrocarburos), lo que causó que en los últimos años tenga pérdidas y que sus pasivos superen a sus activos. Para sus necesidades de inversión, así como para todo su presupuesto, PEMEX debe obtener la autorización del Congreso. Por ese motivo, PEMEX debe recurrir a un sistema denominado PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Diferidos en el Registro del Gasto) para financiar la mayor parte de sus proyectos. Este sistema permite a la empresa no registrar su inversión como deuda, la cual está prohibida por la legislación mexicana.

Asimismo, en los períodos en que se reducen los ingresos por ventas de PEMEX y el gobierno debe hacer frente al déficit, este último está en la capacidad de tomar la decisión de cortar los gastos de exploración y producción de la empresa estatal, con el objeto de cubrir dicho déficit. (Campodónico, marzo 2007).

Otros cálculos, entregan un valor de 65% de las ventas totales de PEMEX⁸⁴. No obstante, se ha encontrado que esta proporción puede incluso alcanzar valores más altos. Como un ejemplo puede señalarse que en el primer cuatrimestre de 2008, PEMEX pagó en impuestos 93% de sus ingresos brutos, cuando en el mismo lapso de 2007 esa proporción fue de 68.84 por ciento. De manera tal que al término de abril reciente, PEMEX registraba un déficit de caja por casi 35 mil 100 millones de pesos, cuando un año atrás reportaba un superávit de 30 mil 822.7 millones⁸⁵.

Pese a las modificaciones al régimen fiscal, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) informó que los ingresos petroleros que le corresponden a PEMEX disminuyeron con el nuevo régimen fiscal de Petróleos Mexicanos, situación que a criterio de algunos, ha asfixiando sus posibilidades de operar de acuerdo a criterios de rentabilidad y de crecer de manera orgánica⁸⁶.



⁸¹ Dato de U.S. EIA.

⁸² OLADE.

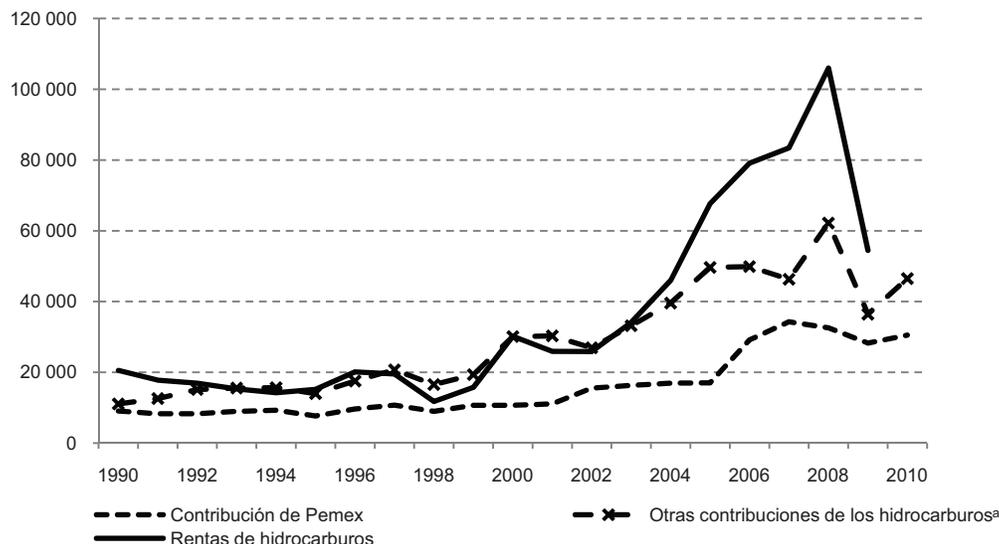
⁸³ <http://www.cnnexpansion.com/economia/2011/03/02/pemex-ahogado-en-impuestos>.

⁸⁴ UNAM, Periódico La Jornada, 15 de febrero 2011, p. 25. Consulta en línea.

⁸⁵ UNAM, <http://www.jornada.unam.mx/2008/06/16/index.php?section=economia&article=024n1eco>.

⁸⁶ <http://eleconomista.com.mx/regimen-fiscal-pemex>.

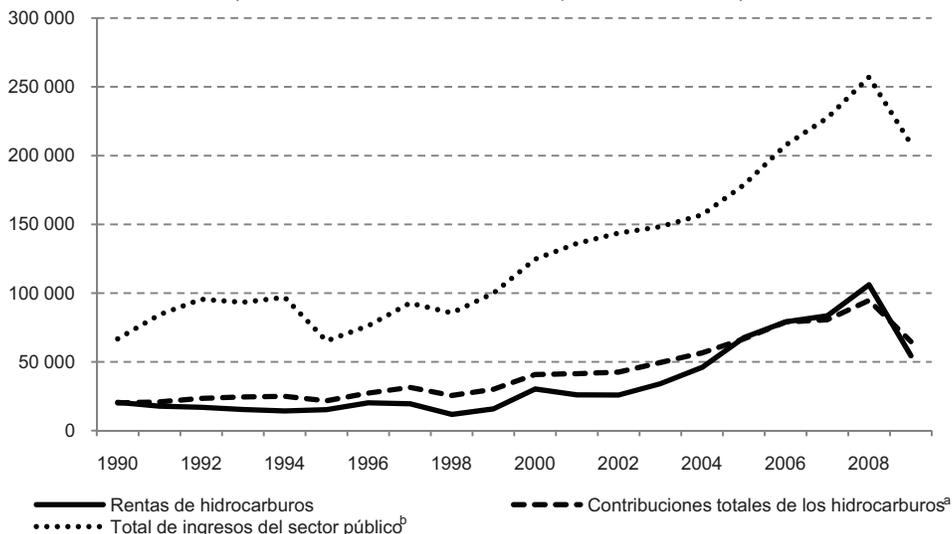
GRÁFICO A.44
MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PEMEX Y OTRAS CONTRIBUCIONES PETROLERAS) COMPARADAS CON LAS RENTAS PETROLERAS Y DE GAS NATURAL
 (En millones de US\$ de cada año, período 1990-2010)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Secretaría de Hacienda y Crédito Público, FMI y Banco Mundial.

^a Las "otras contribuciones de los hidrocarburos" incluye derechos a los hidrocarburos + Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS, el que a su vez incluye los recursos por el sobreprecio a las gasolinas y diesel) + impuesto a los rendimientos petroleros. En este sentido, otras contribuciones de PEMEX están incluidas en este rubro.

GRÁFICO A.45
MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PEMEX Y OTRAS CONTRIBUCIONES PETROLERAS) COMPARADAS CON LAS RENTAS DE HIDROCARBUROS Y EL TOTAL DE INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO
 (En millones de US\$ de cada año, período 1990-2009)

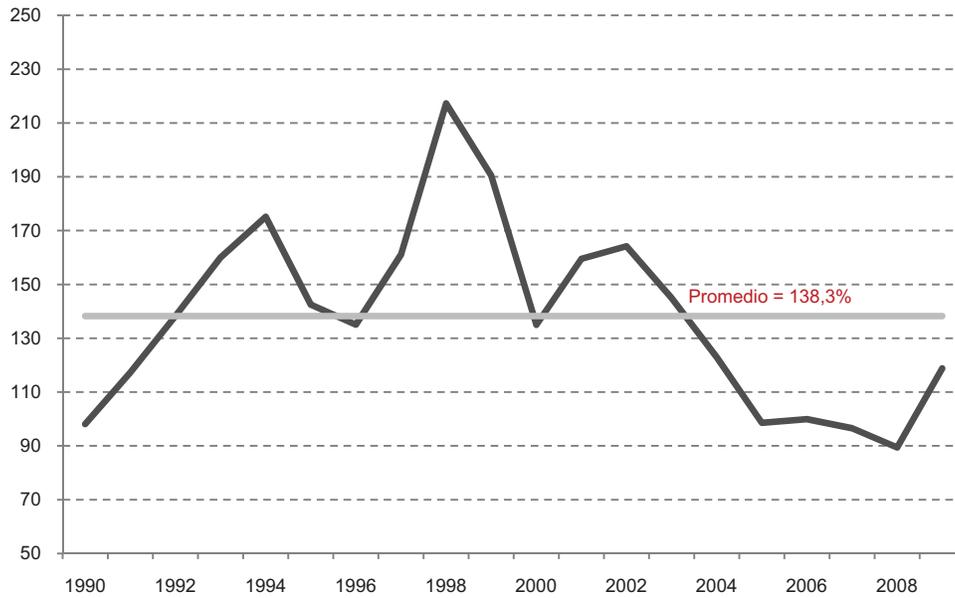


Fuente: DRNI sobre la base de datos de Secretaría de Hacienda y Crédito Público, FMI y Banco Mundial.

^a Incluye las "contribuciones de PEMEX" + "otras contribuciones de los hidrocarburos". Esta última incluye: derechos a los hidrocarburos + Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS, el que a su vez incluye los recursos por el sobreprecio a las gasolinas y diesel) + impuesto a los rendimientos petroleros. En este sentido, otras contribuciones de PEMEX están incluidas en este rubro.

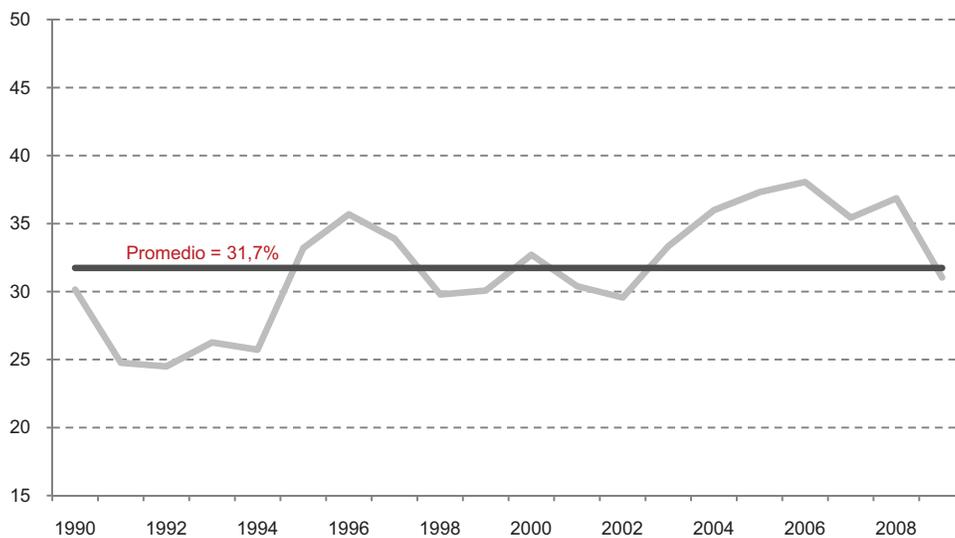
^b Incluye ingresos tributarios y no tributarios.

GRÁFICO A.46
MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
(En porcentajes del total de las rentas de hidrocarburos)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Secretaría de Hacienda y Crédito Público y Banco Mundial.

GRÁFICO A.47
MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS (PEMEX Y OTRAS CONTRIBUCIONES PETROLERAS)
(En porcentajes del total de ingresos del sector público)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Secretaría de Hacienda y Crédito Público, FMI y Banco Mundial.

CUADRO A.18
MÉXICO: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS
E INGRESOS FISCALES (1990-2009)
(Millones de USD)

En millones de US\$	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Rentas de hidrocarburos	20 513	17 792	16 925	15 315	14 223	15 183	20 132	19 513	11 731	15 764	30 205	25 935	25 860	34 101	45 951	67 641	79 092	83 438	105 990	54 458
Contribuciones totales de los hidrocarburos ^a	20 121	20 872	23 392	24 501	24 912	21 638	27 186	31 442	25 489	30 032	40 769	41 379	42 465	49 441	56 474	66 668	79 022	80 590	94 758	64 688
Total de ingresos del sector público ^a	66 736	84 277	95 473	93 276	96 844	65 173	76 187	92 779	85 589	99 872	124 669	136 666	143 666	148 325	156 948	178 733	207 684	227 465	257 053	208 472
En % sobre el total de rentas de hidrocarburos																				
Contribuciones de hidrocarburos	98,1	117,3	138,2	160,0	175,1	142,5	135,0	161,1	217,3	190,5	135,5	159,5	164,2	145,0	122,9	98,6	99,9	96,6	89,4	118,8
En % sobre el total de ingresos del sector público																				
Contribuciones de hidrocarburos	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7

Fuente: DRNI sobre la base de datos de Secretaría de Hacienda y Crédito Público, FMI y Banco Mundial.

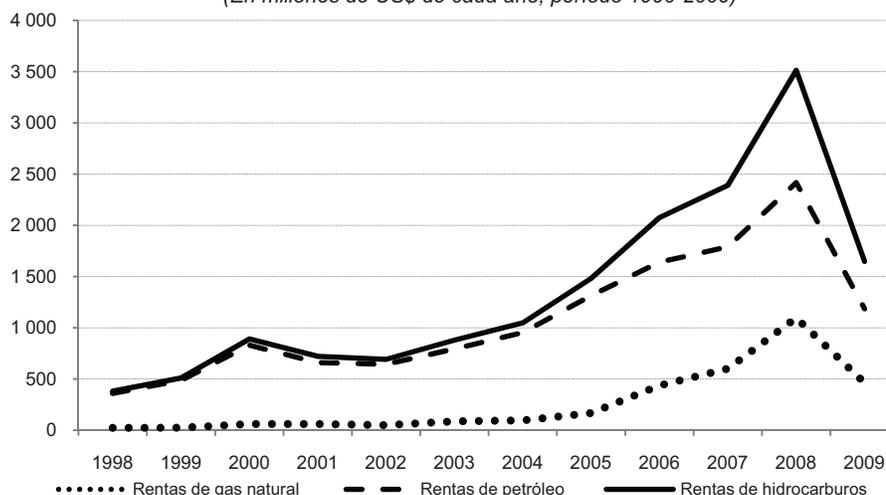
^a Incluye ingresos tributarios y no tributarios.

F. Perú

Desde inicios de los años noventa el gobierno emprendió una reforma institucional del sector petrolero. Las modificaciones legales se orientaron en general a otorgar incentivos a la inversión extranjera, tanto en el “upstream” como en el “downstream”. Desde el 2000 se aprobaron nuevas medidas legales, las mismas que profundizaron la apertura del sector a la inversión extranjera, otorgando mayores incentivos en la exploración y explotación de hidrocarburos”. Asimismo, se modificó la modalidad de fijación de los precios internos de los derivados del petróleo, fijándose de acuerdo a los precios internacionales.

Petroperú es la empresa estatal más importante del Perú. Antes de 1996 la industria “upstream” de los hidrocarburos era mixta. La parte “upstream” de la estatal Petroperú se privatizó y lo que quedó de Petroperú se dedica al *downstream* (transporte, refinación, distribución y comercialización). La producción de hidrocarburos líquidos venía decreciendo desde los años noventa sin lograr revertir la tendencia del país como importador neto de petróleo desde 1987. Sin embargo, la entrada en producción de Camisea desde el año 2004 (con 35 mbd de LGN) produjo una recuperación, logrando emerger poco a poco, como exportador neto de hidrocarburos⁸⁷.

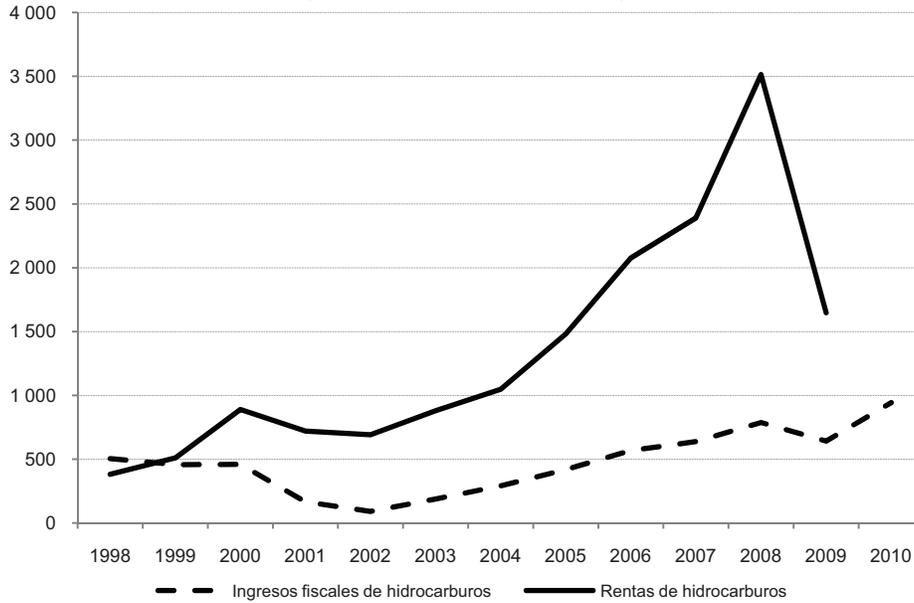
GRÁFICO A.48
PERÚ: RENTAS DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)
(En millones de US\$ de cada año, período 1990-2009)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de Banco Mundial.

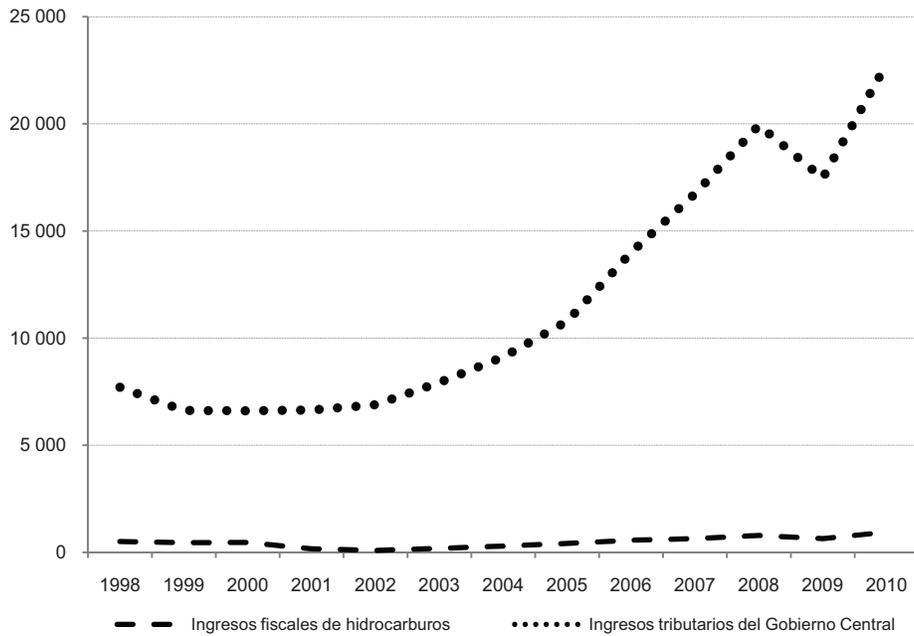
⁸⁷ Sobre la base de Campodónico, 2007, Serie DRNI, No. 122, CEPAL.

GRÁFICO A.49
PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS COMPARADAS
CON LA RENTA ESTIMADA DEL SECTOR
(En millones de US\$ de cada año)



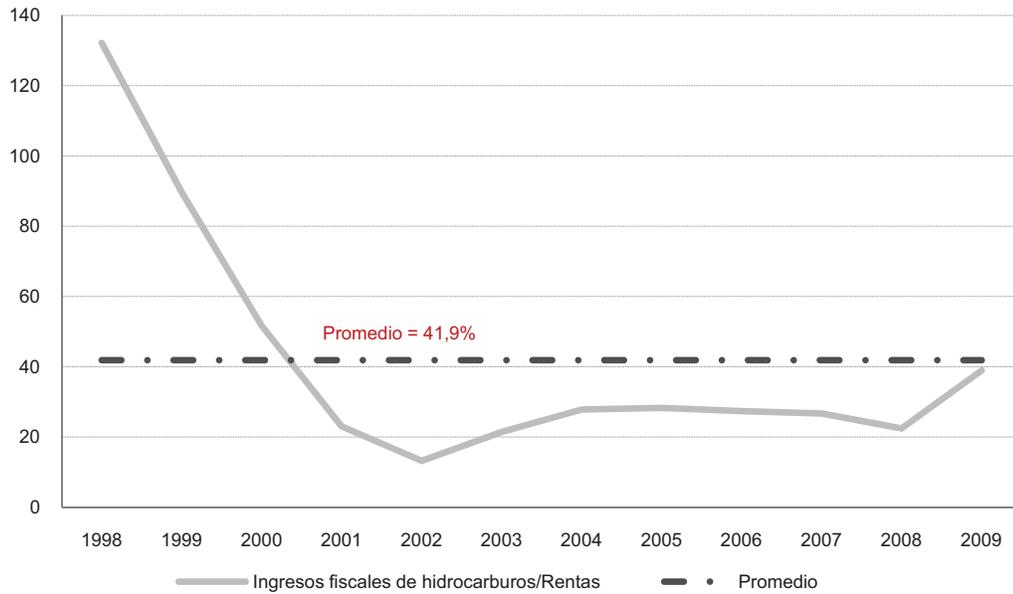
Fuente: DRNI sobre la base de datos de SUNAT y Banco Mundial.

GRÁFICO A.50
PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS COMPARADOS
CON EL TOTAL DE INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO
(En millones de US\$ de cada año)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de SUNAT y CEPAL.

GRÁFICO A.51
PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS
 (En porcentajes del total de las rentas de hidrocarburos)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de SUNAT y Banco Mundial.

GRÁFICO A.52
PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS
 (En porcentajes del total de ingresos del sector público)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de SUNAT y CEPAL.

CUADRO A.19
PERÚ: IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS, RENTAS DE HIDROCARBUROS
E INGRESOS FISCALES (1998-2010)

En millones de US\$	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ingresos fiscales de hidrocarburos	504	457	460	166	91	188	292	419	568	638	788	642	943
Rentas de hidrocarburos	381	510	890	721	691	879	1 048	1 482	2 076	2 390	3 513	1 648	
Ingresos del Gobierno Central	9 121	7 691	8 133	7 697	8 257	9 205	10 405	12 563	16 309	19 532	23 388	20 347	26 702
En porcentajes													
Ingresos fiscales de hidrocarburos/Rentas	132,1	89,6	51,6	23,0	13,2	21,4	27,8	28,3	27,4	26,7	22,4	38,9	
Ingresos fiscales de hidrocarburos/Ingresos Gobierno Central	5,5	5,9	5,7	2,2	1,1	2,0	2,8	3,3	3,5	3,3	3,4	3,2	3,5

Fuente: DRNI sobre la base de datos de SUNAT, CEPAL y Banco Mundial.

G. República Bolivariana de Venezuela

El mayor incremento mundial en las reservas probadas en el año 2011 momento se atribuyó a Venezuela, reportando grandes cantidades de petróleo extra pesado (de acuerdo a su clasificación API). Como resultado, las reservas de Venezuela aumentaron en 113 billones de barriles desde 2010 hasta 2011, ubicándose como poseedor de 211,2 billones de barriles, las mayores reservas de petróleo de la región y las segundas mayores reservas del mundo, después de Arabia Saudita (260,1) y seguido de Canadá (175,2)⁸⁸.

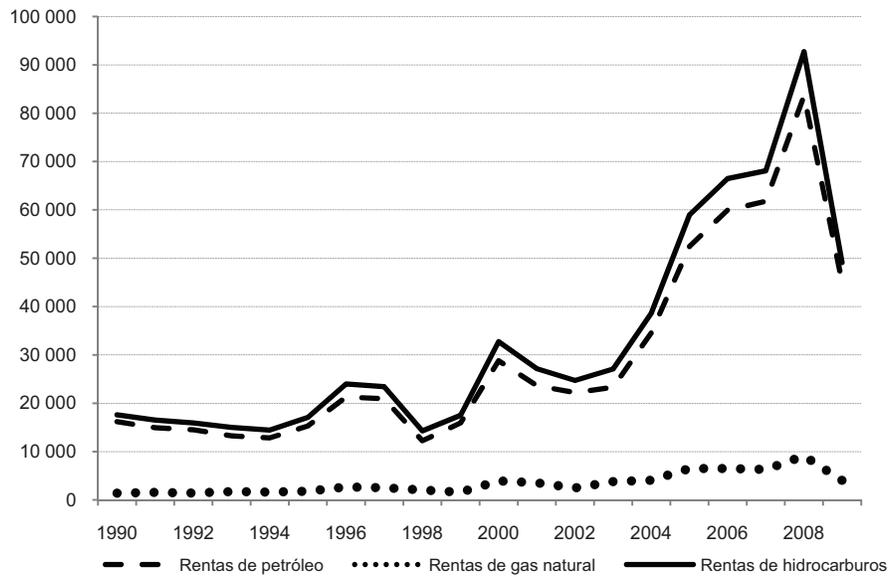
La actividad petrolera en Venezuela se desarrolla bajo cuatro modalidades: la producción propia de la estatal Petróleos de Venezuela, S.A., (PDVSA), los Convenios Operativos de PDVSA con empresas privadas, las Asociaciones Estratégicas de PDVSA con empresas privadas en la Faja del Orinoco y los contratos de riesgo compartido (que recién están en la fase de exploración). La producción propia de PDVSA es mayoritaria, mientras que los Convenios Operativos y las Asociaciones Estratégicas empezaron a inicios de los años noventa. Así, la producción de petróleo crudo proviene de PDVSA en los campos de Anzoategui, Apure, Falcon, Guarico, Monagas y en el Estado de Zulia. En Boscan, Zulia, LL-652, Lago de Maracaibo y el proyecto Hamaca en la Faja del Orinoco, también hay convenios con Chevron Corp., en donde PDVSA tiene la mayor participación (no menor al 60,8%). Además, en varias localidades existe una alianza estratégica con la estatal Corporación Venezolana de Petróleos (una filial de PDVSA)⁸⁹.

Pese al fuerte incremento de reservas, la producción de petróleo ha estado cayendo desde el año 2008 y hay restricciones para la inversión en proyectos de petróleo extra pesado. No obstante, el desarrollo de varios proyectos de crudo extra-pesado en la Faja del Orinoco ha compensado en parte, la disminución en la producción de líquidos convencionales. Se han endurecido las condiciones para la inversión extranjera directa y se ha limitado el acceso a sus reservas, es probable que en el corto plazo siga reduciéndose la producción en el corto plazo y que se desalienten la inversión y el desarrollo de nuevos proyectos a largo plazo. (US EIA, 2011).

⁸⁸ Dato de U.S. EIA.

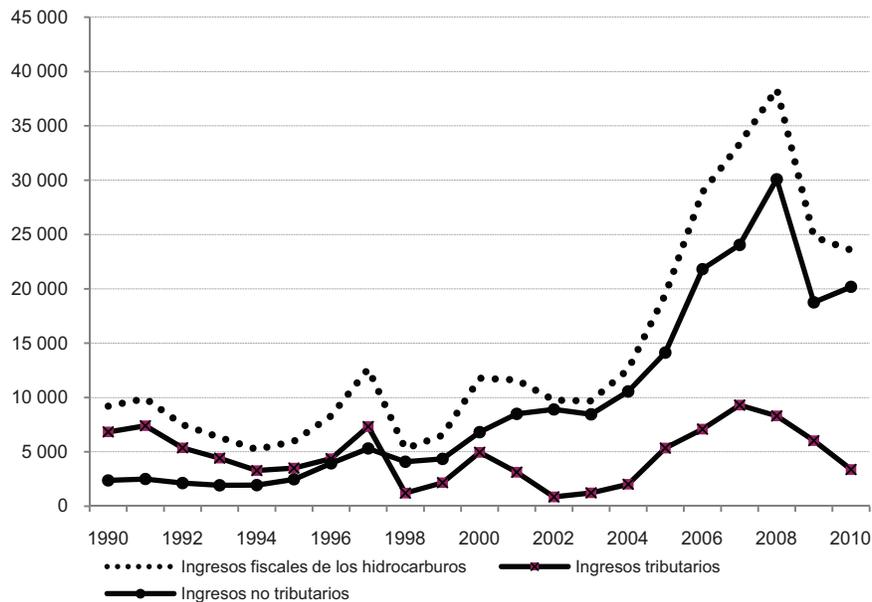
⁸⁹ Campodónico 2007, DRNI No. 121.

GRÁFICO A.53
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: RENTAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS
(PETRÓLEO Y GAS NATURAL)
 (En millones de US\$ de cada año, período 1990-2009)



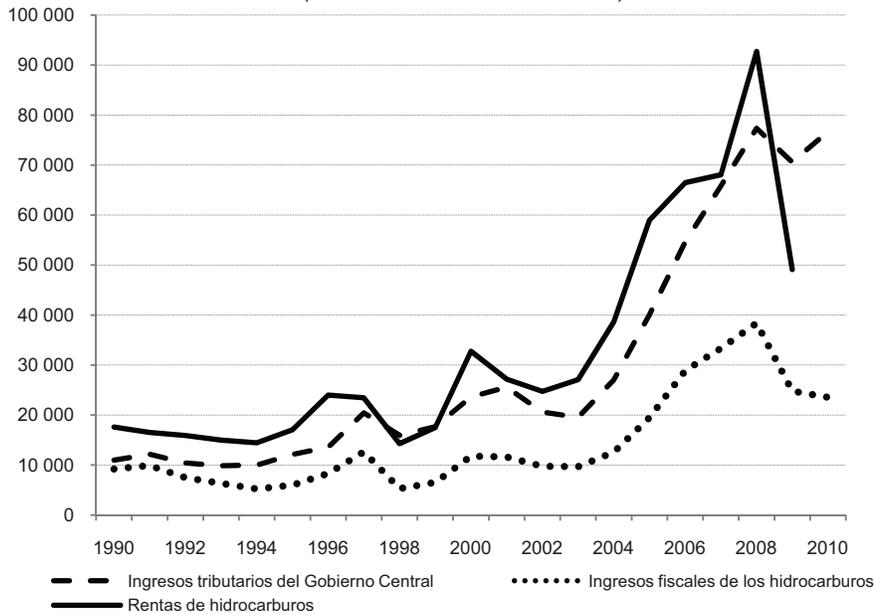
Fuente: DRNI sobre la base de datos de Banco Mundial.

GRÁFICO A.54
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: APORTES (TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS)
PAGADOS POR EL SECTOR HIDROCARBUROS
 (En millones de US\$ de cada año)



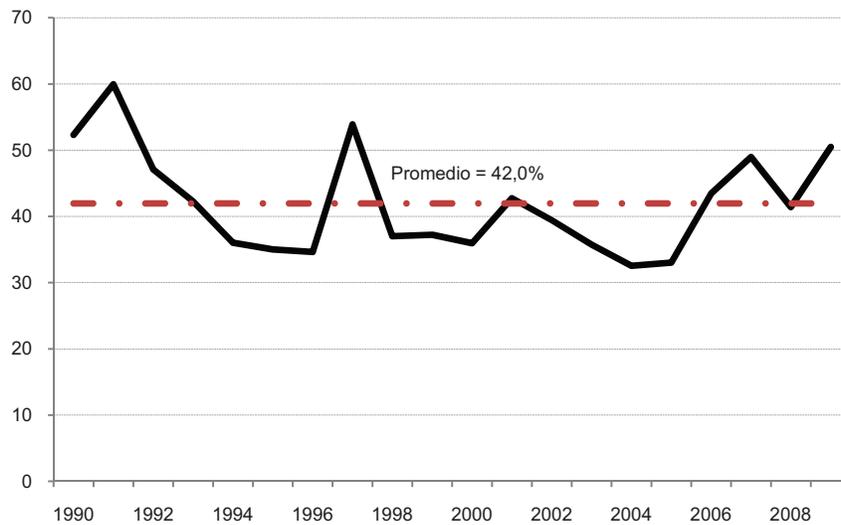
Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL.

GRÁFICO A.55
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS,
INGRESOS FISCALES TOTALES Y RENTAS DE HIDROCARBUROS
(En millones de US\$ de cada año)



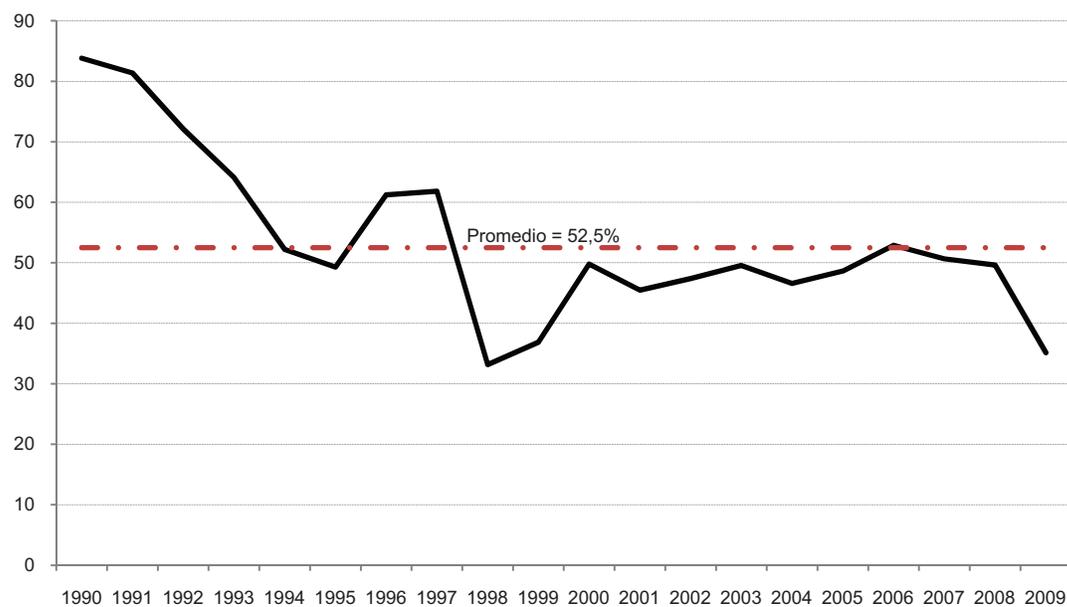
Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

GRÁFICO A.56
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
(En porcentajes del total de las rentas de hidrocarburos)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL y Banco Mundial.

GRÁFICO A.57
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA IMPUESTOS PAGADOS POR LOS HIDROCARBUROS
(En porcentajes del total de ingresos del sector público)



Fuente: DRNI sobre la base de datos de CEPAL.

CUADRO A.20
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA: INGRESOS FISCALES DE LOS HIDROCARBUROS,
RENTAS DE HIDROCARBUROS E INGRESOS FISCALES (1990-2010)

En millones de US\$	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Rentas de hidrocarburos	17 590	16 510	15 922	14 996	14 454	17 065	23 981	23 440	14 284	17 500	32 730	27 162	24 724	27 077	38 637	58 963	66 486	68 078	92 724	49 110	n.d.
Ingresos fiscales de los hidrocarburos ^a	9 201	9 900	7 494	6 335	5 209	5 977	8 305	12 634	5 286	6 517	11 769	11 615	9 753	9 679	12 579	19 480	28 900	33 341	38 389	24 790	23 557
Total de ingresos del Gobierno Central ^a	10 980	12 169	10 390	9 879	9 976	12 125	13 565	20 436	15 934	17 671	23 643	25 547	20 577	19 531	27 005	40 068	54 647	65 828	77 352	70 566	76 692
En % sobre el total de rentas de hidrocarburos																					
Ingresos fiscales de los hidrocarburos	52,3	60,0	47,1	42,2	36,0	35,0	34,6	53,9	37,0	37,2	36,0	42,8	39,4	35,7	32,6	33,0	43,5	49,0	41,4	50,5	n.d.
En % sobre el total de ingresos del Gobierno Central^a																					
Ingresos fiscales de los hidrocarburos	83,8	81,4	72,1	64,1	52,2	49,3	61,2	61,8	33,2	36,9	49,8	45,5	47,4	49,6	46,6	48,6	52,9	50,6	49,6	35,1	30,7

Fuente: DRNI sobre la base de datos CEPAL y Banco Mundial.

^a Incluye ingresos tributarios y no tributarios.



NACIONES UNIDAS

Serie**CEPAL****seminarios y conferencias****Números publicados**

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en

www.cepal.org/publicaciones

72. Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: Evolución 1990-2010, Jean Acquatella, Hugo Altomonte, Andrés Arroyo, Jeannette Lardé, Memoria del seminario de gobernanza, realizado en Santiago, los días 24 y 25 de abril de 2012 (LC/L.3645), 2013.
71. Agricultura y cambio climático: Del diagnóstico a la práctica, Adrián Rodríguez (compilador), Memoria del segundo seminario regional Agricultura y cambio climático, realizado en Santiago, los días 23 y 24 de noviembre de 2011 (LC/L.3532), 2012.
70. Desarrollo regional en América Latina: El lugar importa, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), (LC/L.3454), 2012.
69. Políticas sobre desarrollo institucional e innovación en biocombustibles en América Latina y el Caribe, División de Desarrollo Productivo y Empresarial, (LC/L.3453), 2012.
68. Investigación y desarrollo e innovación para el desarrollo de los biocombustibles en América Latina y el Caribe, Adrián Rodríguez (compilador), (LC/L.3394), 2011.
67. De la evanescencia a la mira: el cuidado como eje de políticas y de actores en América Latina, División de Desarrollo Social, (LC/L.3393), 2011.
66. El desafío de un sistema nacional de cuidados para el Uruguay, División de Desarrollo Social, (LC/L.3359), 2011.
65. Agricultura y cambio climático: instituciones, políticas e innovación, Memorias del seminario internacional realizado en Santiago los días 10 y 11 de noviembre de 2010, (LC/L3355), 2011.
64. Determinantes de las tasas de reemplazo de pensiones de capitalización individual: escenarios latinoamericanos comparados, División de Desarrollo Social, (LC/L.3329-P), N° de venta: S.11.II.G.45 (US\$ 20.00), 2011.
63. Elementos para la consolidación de la Red nacional de cuidado de las personas adultas mayores en Costa Rica, División de Desarrollo Social, (LC/L.3323-P), N° de venta: S.11.II.G.42 (US\$ 20.00), 2011.
62. Taller sobre el fortalecimiento de las capacidades nacionales para la gestión de la migración internacional: “nuevas tendencias, nuevos asuntos, nuevos enfoques de cara al futuro”, Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), División de Población, (LC/L.3299-P), N° de venta: S.11.II.G.20 (US\$ 20.00), 2011.

El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@cepal.org.

Nombre:

Actividad:

Dirección:

Código postal, ciudad, país:

Tel.:..... Fax:..... E.mail:.....