

Recursos naturales: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe

Contribución de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe
a la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Este documento fue preparado por Hugo Altomonte, Director de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), y Jean Acquatella, Andrés Arroyo, Caridad Canales y Andrei Jouravlev, oficiales de asuntos económicos de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de esa misma División. Participaron también los consultores Arturo Prieto Matte y Vítor Zúñiga. Se agradece asimismo la colaboración de Jeannette Lardé y René Salgado, asistentes de investigación de la División de Recursos Naturales e Infraestructura.

ÍNDICE

Introducción	7
A. La gobernanza de los sectores de recursos naturales y el cambio estructural de largo plazo de las economías latinoamericanas	10
B. Heterogeneidad de respuestas de los sectores de la minería y los hidrocarburos al ciclo de precios en el período 2000-2012	12
Capítulo I	
El sector minero en los países de la CELAC: tendencias y evolución reciente.....	15
A. El auge minero en los países de la CELAC en el período comprendido entre 2003 y 2012: alza de precios y exportaciones.....	15
B. Tendencias de la producción, las reservas y la inversión en el período comprendido entre 1990 y 2012.....	18
1. Tendencias de la producción y las reservas mineras en la región	20
2. Tendencias de la inversión minera en la región	23
C. Evolución de la renta económica del sector minero, participación estatal y aspectos fiscales	24
1. Participación estatal en la renta del sector minero durante el período comprendido entre 2000 y 2012	25
2. Lecciones normativas que se derivan de estos resultados	30
Bibliografía.....	31
Capítulo II	
El sector de los hidrocarburos en los países de la CELAC: tendencias y evolución reciente	33
A. Introducción	33
B. Reservas, producción, consumo e indicadores de tendencia	34
1. América Latina y el Caribe en el contexto mundial	34
2. Reservas	37
3. Producción y consumo.....	44
C. Comercio de hidrocarburos.....	46
D. Inversión.....	50
E. Marco contractual, renta económica e ingresos fiscales	54
F. Participación estatal en la renta económica del sector de los hidrocarburos durante el último ciclo de precios.....	55
G. Síntesis	58
Bibliografía.....	59

Capítulo III

Políticas públicas para el desarrollo de los sectores hidroeléctrico y de servicios de agua potable

Políticas públicas para el desarrollo de los sectores hidroeléctrico y de servicios de agua potable y saneamiento en los países de la CELAC.....	63
A. Introducción	63
B. Desarrollo sostenible de la hidroelectricidad	66
1. Panorama actual de la generación hidroeléctrica en los países de la CELAC.....	66
2. Sostenibilidad de la hidroenergía.....	71
C. Situación actual de los servicios de agua potable y saneamiento	73
1. Prestación eficiente, equitativa y sostenible	75
2. Experiencias de reformas en el sector	79
D. Propuestas de políticas públicas.....	84
1. Hidroenergía	84
2. Sector del agua potable y saneamiento.....	88
Bibliografía.....	92
Anexo.....	95

Índice cuadros

Cuadro 1	América Latina y el Caribe (10 países): características de los regímenes fiscales aplicados a los productos provenientes de recursos no renovables	8
Cuadro I.1	América Latina y el Caribe (15 países) y grandes países exportadores de minerales: PIB de la minería e importancia relativa del sector en el PIB y en las exportaciones, 2000-2003 a 2010-2012	19
Cuadro I.2	América Latina y el Caribe: participación de la producción minera en el total mundial, 1990-2012.....	20
Cuadro I.3	América Latina y el Caribe (15 países) y grandes países exportadores de minerales: renta económica de la minería como proporción del PIB e ingresos fiscales pagados por el sector como proporción del PIB, de los ingresos fiscales totales y de la renta minera.....	26
Cuadro II.1	Regiones del mundo y América Latina y el Caribe (países seleccionados): reemplazo de reservas de petróleo y gas natural y costo unitario de descubrimiento y desarrollo.....	41
Cuadro II.2	Mundo y América Latina y el Caribe: evolución de la abundancia de petróleo y gas natural, 1995-2012	43
Cuadro II.3	América Latina y el Caribe: relación entre la producción y el consumo de petróleo y gas natural, 1995-2012.....	47
Cuadro II.4	América Latina y el Caribe (países seleccionados): indicadores y aporte fiscal del sector de los hidrocarburos, 2000-2012	56
Cuadro III.1	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC): participación de las energías fósiles y la hidroenergía en la oferta total de energía primaria, 1970-2012	66
Cuadro III.2	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC): capacidad instalada para la generación de electricidad, 2011	67
Cuadro III.3	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC): potencial y capacidad instalada de energía hidroeléctrica, 2011	69
Cuadro A.1	América Latina (países seleccionados): planes de inversiones futuras en el sector de hidrocarburos, hasta 2017	97
Cuadro A.2	América Latina y el Caribe (países seleccionados): sistemas fiscales para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, 2012	99

Índice gráficos

Gráfico 1	Índice de precios internacionales de materias primas, enero de 2000 a mayo de 2013	8
Gráfico I.1	Evolución de los precios internacionales del cobre, el plomo y el zinc, 1960-2012	15
Gráfico I.2	América Latina y el Caribe y el mundo: participación de las exportaciones de minerales en las exportaciones totales, 1962-2011	16
Gráfico I.3	América Latina y el Caribe: evolución de las exportaciones de minerales primarios y manufacturas de minerales, 1990-2011	17
Gráfico I.4	América Latina y el Caribe y grandes países exportadores de minerales: evolución de la razón entre las exportaciones de minerales en etapa primaria y las exportaciones de minerales en etapa de manufactura, 1990-2011	18

Gráfico I.5	Distribución del presupuesto mundial de exploración minera, por región o país de destino, 2003, 2010 y 2012.....	21
Gráfico I.6	América Latina y el Caribe: principales destinos de la exploración minera, 2010 y 2012	22
Gráfico I.7	América Latina y el Caribe: principales reservas minerales, 2000, 2010 y 2012	23
Gráfico I.8	Distribución de las inversiones mineras entre los diez principales países destinatarios, 2000, 2010 y 2013	24
Gráfico I.9	América Latina (8 países): participación de las regalías en el total de ingresos fiscales por minería (impuestos y regalías), 2000-2003 a 2010-2012	29
Gráfico II.1	América Latina y el Caribe: participación en los sectores del petróleo y el gas natural, 2000 y 2012	34
Gráfico II.2	América Latina y el Caribe: tasa de variación de las reservas, la producción y el consumo de hidrocarburos ante el crecimiento económico y la evolución de los precios, 2001-2012	35
Gráfico II.3	América Latina y el Caribe y el mundo: evolución de precios, costos y actividades de la industria de hidrocarburos, 2000-2012	36
Gráfico II.4	América Latina y el Caribe (países seleccionados): reservas de petróleo y gas natural, 1995-2012	38
Gráfico II.5	América Latina y el Caribe (países seleccionados): evolución de la abundancia de petróleo y gas natural, 1995-2012	43
Gráfico II.6	América Latina y el Caribe (países seleccionados): producción y consumo de petróleo y gas natural, 1995-2012.....	44
Gráfico II.7	América Latina y el Caribe: saldo comercial del petróleo y el gas natural, 2000 y 2012	48
Gráfico II.8	América Latina y el Caribe: inversión en exploración y desarrollo de hidrocarburos, 2005-2012.....	51
Gráfico II.9	América Latina y el Caribe (países seleccionados): inversión extranjera directa (IED) en hidrocarburos, 1996-2012	52
Gráfico III.1	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC): participación de los hidrocarburos y la hidroenergía en la oferta total de energía primaria, 1970-2012	67
Gráfico III.2	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC): capacidad instalada para generación de electricidad, 2011	68
Gráfico III.3	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) y el mundo: generación eléctrica, por fuente.....	68
Gráfico A.1	América Latina y el Caribe y el mundo: evolución de las reservas, la producción y el consumo de petróleo y gas natural, por quinquenios, 1991-1995 a 1996-2010.....	95
Gráfico A.2	América Latina (países seleccionados): evolución de las actividades de perforación y de los precios del petróleo, según tipo de crudo, 2000-2010.....	95
Gráfico A.3	América Latina y el Caribe y el mundo: evolución de la proporción de hidrocarburos en la matriz de consumo energético primario, por quinquenios, 1991-1995 a 2006-2010	96
Gráfico A.4	América Latina y el Caribe (países seleccionados): relación entre la producción y el consumo de gas natural y de petróleo, 1995-2012	96
Gráfico A.5	América Latina y el Caribe (países seleccionados): saldo comercial de gas natural con la región y con el mundo, 2005, 2011 y 2012.....	97
Índice recuadros		
Recuadro II.1	El presal brasileño.....	39
Recuadro III.1	Adaptación al cambio climático: el rol central del agua.....	65
Recuadro III.2	Proyectos hidroenergéticos relevantes en los países de la CELAC.....	70
Recuadro III.3	Conflictos sociales y ambientales relacionados con el desarrollo de infraestructura hidroenergética	73
Recuadro III.4	Derecho humano al agua y al saneamiento.....	76
Recuadro III.5	Regulación en el modelo de prestación pública de los servicios de agua potable y saneamiento.....	82

INTRODUCCIÓN

El auge que exhiben los precios internacionales de los metales, el petróleo y otros productos primarios está determinado, entre otros factores, por el incremento de la demanda mundial de estos bienes, a raíz de la extraordinaria expansión económica de China y otras economías emergentes durante la última década. La demanda de hierro, cobre y aluminio, entre otros minerales de exportación, está asociada al crecimiento de los sectores de la construcción, la infraestructura y la manufactura (que requieren acero, conductores eléctricos y metales industriales, entre otros). Estos sectores presentaron una rápida expansión en el marco del proceso de aceleración del desarrollo económico que han atravesado las economías emergentes. La rapidez del crecimiento de estas economías también ha contribuido a impulsar la demanda mundial de petróleo crudo y otros bienes primarios.

A partir de 2003 el valor de las exportaciones de los sectores primarios en los países de la CELAC, y en América Latina y el Caribe en general, mostró un crecimiento inédito debido al alza de los precios internacionales de los metales, el crudo y otros productos básicos, que alcanzaron máximos históricos en 2007 y 2008. El auge de la demanda internacional de bienes primarios (minerales, hidrocarburos, soja y otros productos básicos agrícolas) ha sido fundamental en la mejora del desempeño macroeconómico y de la posición fiscal de los países exportadores de la región desde 2003.

Después de los meses de julio y agosto de 2008, cuando los precios de los productos básicos registraron una fuerte caída debido a la crisis financiera mundial, varios países de la CELAC, exportadores de estos bienes, pudieron expandir su gasto público como medida de estímulo, sobre la base de los ahorros fiscales acumulados durante el auge de precios anterior a 2008. Demostraron así los beneficios de contar con la capacidad de aplicar políticas fiscales anticíclicas, que redujeron el impacto de la crisis financiera de 2008 y 2009 sobre sus economías.

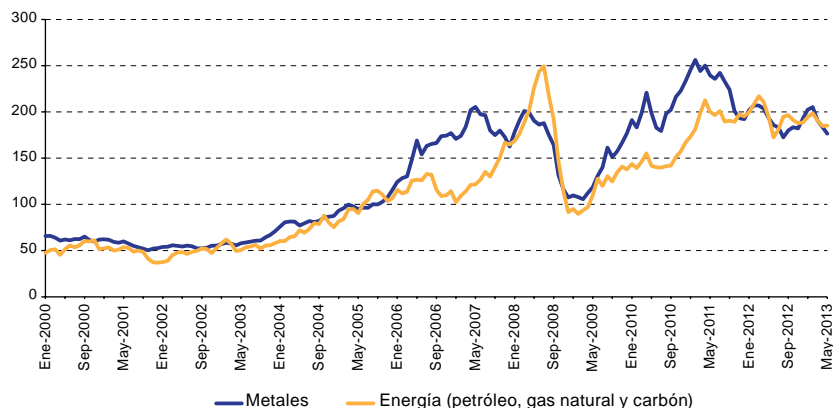
Luego de la crisis de 2009, los precios de los productos básicos tuvieron una fuerte recuperación entre 2010 y 2012. Sin embargo, la desaceleración que ha experimentado en forma más reciente la economía mundial, debido a la crisis europea, la lenta recuperación de los Estados Unidos y un menor crecimiento en China, se ha traducido en una corrección del nivel de precios y una moderación de la tendencia alcista que prevaleció durante la última década. A mediados de 2013, no obstante, los precios de los bienes primarios que exportan los países de la CELAC todavía se encuentran en niveles históricamente altos en comparación con los registrados entre 1980 y 2003. En términos reales, el nivel de precios de los metales y el crudo en el período comprendido entre 2010 y 2012 continuó siendo muy favorable, en comparación con el precio medio de los últimos 25 años (véase el gráfico 1).

Desde el punto de vista del Estado, resulta clave asegurar la participación pública en las rentas económicas de los sectores extractivos¹; al mismo tiempo, es preciso lograrlo sin perjudicar el dinamismo de la inversión que se realiza en estos sectores. En los países que poseen importantes dotaciones de recursos naturales no renovables (gas, petróleo y minerales), la forma más directa en que los Estados se han apropiado de los ingresos derivados de la exportación de productos básicos para transformarlos en recursos fiscales ha sido su participación en la explotación, ya sea por medio de empresas públicas o de la propiedad de acciones. Por otra parte, los gobiernos cuentan con diversos instrumentos fiscales, como el tradicional impuesto a la renta con alícuotas diferenciales y las regalías aplicadas a las empresas dedicadas a la explotación de estos recursos (véase el cuadro 1)².

¹ En la mayoría de los países, la ley establece que el Estado es el propietario del recurso mineral o fósil que se extrae del subsuelo.

² Véase Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), *Cambio estructural para la igualdad: Una visión integrada del desarrollo* (LC/G.2524 (SES.34/3)), Santiago de Chile, 2012.

Gráfico 1
ÍNDICE DE PRECIOS INTERNACIONALES DE MATERIAS PRIMAS,
ENERO DE 2000 A MAYO DE 2013
(Índice enero de 2005=100)



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

Cuadro 1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (10 PAÍSES): CARACTERÍSTICAS DE LOS REGÍMENES FISCALES
APLICADOS A LOS PRODUCTOS PROVENIENTES DE RECURSOS NO RENOVABLES

País y producto	Regalías (alícuotas)	Impuesto sobre la renta (alícuota general)	Otros impuestos sobre los ingresos (alícuotas)	Otros gravámenes	Participación pública
Argentina (petróleo y minería)	El 12% para petróleo; del 0% al 3% para minería	Impuesto a las ganancias: 35%		Derechos de exportación: alícuotas variables y progresivas basadas en el precio internacional y en el precio de referencia para hidrocarburos y del 5% al 10% para minería Impuestos sobre los combustibles líquidos, gas natural, gasoil, gas licuado, naftas y gas natural comprimido Canon minero	YPF (hidrocarburos)
Bolivia (Estado Plurinacional de) (hidrocarburos)	Regalías departamentales: 11% Regalías nacionales compensatorias: 1% Regalías nacionales (Tesoro Nacional): 6%	Impuesto sobre las utilidades de las empresas (IUE): 25%	Impuesto a las utilidades, beneficiarios del exterior: 12,5%	Impuesto directo a los hidrocarburos (IDH): 32% Impuesto especial a los hidrocarburos y derivados (IEHD)	YPFB (hidrocarburos)
Brasil (hidrocarburos)	El 10% del valor de la producción (puede reducirse hasta el 5%, dependiendo del riesgo geológico y otros factores)	El impuesto sobre la renta es del 15%, más un recargo del 10% si los beneficios son superiores a 240.000 reales al año	Participaciones especiales: del 10% al 40% Impuesto a las utilidades, beneficiarios del exterior: 15% (o 25% para pagos a paraísos fiscales)	Contribución social sobre el beneficio neto: 9% Contribución e intervención en el dominio económico (CIDE): 10%	Petrobras (hidrocarburos)

Cuadro 1 (conclusión)

País y producto	Regalías (alícuotas)	Impuesto sobre la renta (alícuota general)	Otros impuestos sobre los ingresos (alícuotas)	Otros gravámenes	Participación pública
Chile (minería)		Impuesto sobre los ingresos de primera categoría: 20%	Impuesto sobre remesas de utilidades del 35%, y del 4% sobre remesas de intereses Para empresas públicas: impuesto especial del 40% sobre las utilidades	Impuesto específico sobre la renta operacional de la actividad minera: tasas progresivas entre el 0,5% y el 14% Impuesto destinado a financiar el presupuesto de las Fuerzas Armadas (ley reservada): 10% sobre el retorno en moneda extranjera por la venta al exterior de la producción de cobre de CODELCO	CODELCO (cobre)
Colombia (petróleo y minería)	Del 8% al 25% (petróleo) Del 1% al 12% (minería)	Impuesto a las sociedades: 25% Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE): el 9% para el período 2013-2015 y luego el 8%		Impuesto de transporte sobre oleoductos Impuesto nacional a la gasolina y el ACPM ^a Derechos económicos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)	Ecopetrol (hidrocarburos)
Ecuador (petróleo)	Del 12,5% al 18,5% (de la producción bruta de petróleo crudo)	Impuesto sobre la renta: 23%	El Estado se reserva el 25% de los ingresos brutos del área del contrato ante una disminución del precio internacional (margen de soberanía)	Participación laboral: el Estado recibe el 12% de las utilidades (destinado a los gobiernos autónomos descentralizados)	Petroecuador (hidrocarburos)
México (petróleo y minería)		Impuesto a los rendimientos petroleros (PEMEX): 30% Impuesto sobre la renta (ciertas compañías subsidiarias): 30%	Impuesto empresarial a tasa única (IETU) (ciertas compañías subsidiarias): 17,5%	Derechos sobre la minería Derechos sobre los hidrocarburos Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS a la gasolina) Impuesto a la importación de mercancías	PEMEX (hidrocarburos)
Perú (petróleo y minería)	Del 5% al 25% en petróleo Del 1% al 12% sobre la utilidad operativa en minería	Impuesto sobre la renta: 30% (minería)	Dividendos y distribución de utilidades: 4,1% (minería)	Impuesto especial a la minería (IEM): del 2% al 8,4%, y gravamen especial a la minería (GEM): del 4% al 13,12% (sobre la utilidad operativa)	
Trinidad y Tabago (petróleo)	Del 10% al 12,5%	Impuesto sobre las utilidades: entre el 35% y el 50% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo en función de la localización del reservorio	Impuesto adicional sobre las ventas de petróleo crudo (la tasa varía según el precio del petróleo) Impuesto para el "fondo verde": el 0,1% de los ingresos brutos	Impuesto de desempleo: el 5% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo	Petrotrin (hidrocarburos)
Venezuela (República Bolivariana de) (petróleo)	El 30% del valor extraído	Impuesto sobre la renta petrolera: 50%		Contribución sobre precios extraordinarios Impuesto a la extracción Impuesto de registro de exportación	PDVSA (hidrocarburos)

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos oficiales de los países.

^a La categoría ACPM (denominación correspondiente a aceite combustible o diesel oil para motor) se refiere a un conjunto de productos, especificados en la ley, que pueden ser usados como combustible automotor.

La magnitud y persistencia del último ciclo de precios altos de los bienes primarios ha motivado una creciente atención política hacia el grado de progresividad de la participación de los Estados en las rentas de los sectores exportadores de estos bienes. En este análisis, se entiende la progresividad, en un sentido general, como una participación estatal proporcionalmente mayor en las rentas extraordinarias generadas por estos sectores durante los ciclos de auge de precios³.

A. LA GOBERNANZA DE LOS SECTORES DE RECURSOS NATURALES Y EL CAMBIO ESTRUCTURAL DE LARGO PLAZO DE LAS ECONOMÍAS LATINOAMERICANAS

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 sostenibilidad. Indudablemente, esto abarca un conjunto amplio de desafíos de política y capacidad de gestión pública para los países de la CELAC. Frente a ello, es preciso revisar y fortalecer la institucionalidad, los marcos regulatorios y los instrumentos que permitan maximizar la contribución de los recursos naturales al desarrollo regional. La eficiencia de la inversión pública de las rentas derivadas de la explotación de estos recursos, que el Estado recibe a través del régimen tributario, se constituye en una condición esencial para sentar las bases de un proceso de desarrollo sostenible. El destino de los ingresos fiscales provenientes de la explotación de recursos naturales, y su distribución entre distintos actores y niveles de gobierno, precisa la creación de mecanismos que permitan asegurar la inversión eficiente de estas rentas en proyectos de alto retorno social.

La literatura empírica en que se examina la relación entre recursos naturales y desarrollo económico en paneles de países a nivel internacional no permite establecer una relación inequívoca. Más bien el consenso parece ser que la contribución de los recursos naturales al desarrollo es condicional a la calidad institucional presente en cada país exportador. El concepto de calidad institucional se refiere aquí a la capacidad y fortaleza de las instituciones nacionales requeridas para manejar el conjunto de desafíos macroeconómicos, fiscales y de inversión pública eficiente de las rentas derivadas de la explotación de recursos naturales (apreciación cambiaria, volatilidad macrofiscal, rentismo y otros).

Existe una amplia literatura económica relacionada con el manejo de las rentas provenientes de los recursos naturales. Un adecuado manejo macroeconómico debería enfatizar la importancia de institucionalizar el empleo de fondos de estabilización, fondos de inversión⁴, reglas macrofiscales y acumulación de reservas, entre otros mecanismos de ahorro, para atenuar los efectos nocivos de la apreciación cambiaria y acumular la holgura fiscal necesaria para aplicar políticas anticíclicas en los períodos de precios bajos. En particular, se requieren políticas mediante las cuales regular la entrada extraordinaria de divisas y flujos de capitales de corto plazo para prevenir los efectos nocivos sobre el tipo de cambio y el resto del aparato productivo.

En cuanto a la explotación de recursos naturales no renovables, se subraya en la literatura económica el imperativo de largo plazo que enfrentan los países de convertir este capital natural no renovable en otras formas de capital perdurable (por ejemplo, capital humano, infraestructura económica y diversificación de la base productiva y exportadora) que puedan sostener el ingreso nacional y el proceso de desarrollo más allá del ciclo de vida de estos recursos naturales. Históricamente, los países de América Latina y el Caribe han tenido dificultades para traducir los períodos de bonanza exportadora de sus recursos naturales (en los sectores de la

³ Reconociendo la dificultad de operacionalizar el concepto, las rentas extraordinarias se entienden aquí como aquellas ganancias acumulativas producto de los auges de precios internacionales que claramente superan la tasa de retorno que en la práctica internacional exige la industria para realizar inversiones en proyectos de explotación de estos sectores.

⁴ Trinidad y Tabago es el único país de la región que ha institucionalizado un fondo de ahorro de largo plazo, que se alimenta directamente de los ahorros fiscales del sector de hidrocarburos, el Fondo de estabilización patrimonial.

minería, los hidrocarburos y la agroindustria) en procesos de desarrollo económico de largo plazo, con niveles de crecimiento estables que permitan reducir de manera drástica la pobreza y elevar el ingreso per cápita.

Este desafío exige construir los consensos políticos necesarios para que los Estados puedan canalizar la inversión de estas rentas efectivamente con destino al capital humano, la innovación, el desarrollo tecnológico, la infraestructura y otras inversiones de largo plazo que posibiliten la diversificación de la base industrial y exportadora, resistiendo las presiones políticas de consumir los recursos extraordinarios en el presente. Lograr estos objetivos de inversión pública de largo plazo no es fácil. Se requiere para ello emprender reformas regulatorias, fiscales y de manejo macroeconómico, así como consolidar capacidades de planificación estratégica, formulación e implementación de políticas de Estado que perduren más allá de los ciclos electorales.

Desarrollar todo el potencial de los sectores de recursos naturales maximizando su contribución al beneficio social según criterios de sostenibilidad exige también fortalecer la capacidad de gestión pública de la creciente conflictividad socioambiental asociada al desarrollo de grandes proyectos. En años recientes, el número cada vez mayor de conflictos de este tipo suscitados en la región ha evidenciado la ausencia de mecanismos efectivos a través de los cuales se logre conciliar en forma expedita las demandas e intereses sociales contrapuestos que se expresan en ellos.

Todo esto conduce a plantear la necesidad de avanzar hacia los siguientes consensos políticos para fortalecer la gobernanza de los sectores de recursos naturales en los países de la CELAC y en la región en general:

- Lograr mayor progresividad en la participación del Estado en las rentas por explotación de recursos naturales, particularmente en los ciclos de auge de precios persistentes como el actual. Para alcanzar este objetivo puede ser necesario introducir actualizaciones al marco tributario aplicado a estos sectores, a fin de aumentar su progresividad⁵. También se requiere establecer mayor coordinación entre los países de la región que son receptores de la inversión en estos sectores para evitar la competencia fiscal, que actúa en sentido contrario, reduciendo el margen de negociación de los Estados para capturar un mayor porcentaje de la riqueza proveniente de la explotación de sus recursos.
- Desarrollar mecanismos institucionales que aseguren una inversión pública eficiente de las rentas generadas por la extracción de recursos naturales, destinándolas en forma específica al mejoramiento del capital humano (educación, salud), la infraestructura, la innovación y el desarrollo tecnológico; y que garanticen el adecuado manejo de los dilemas de economía política implícitos en la distribución e inversión pública de dichas rentas entre distintas prioridades sociales y distintos niveles de gobierno.
- Desarrollar la capacidad institucional necesaria para la gestión efectiva de los conflictos socioambientales que surgen en el desarrollo de los sectores de explotación de recursos naturales. En la mayoría de los países se ha producido una multiplicación y judicialización creciente de conflictos asociados al desarrollo de proyectos e infraestructura energética, minera y de transporte (entre otros) necesarios 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 de resolución de conflictos, mediante los cuales se logre conciliar las legítimas demandas sociales de los grupos afectados con el desarrollo del potencial económico de los recursos que constituyen las principales ventajas comparativas de la región en el comercio internacional.

⁵ El término “progresividad” hace referencia aquí a una participación estatal proporcionalmente mayor durante los ciclos de auge de precios, en que estos sectores generan rentas extraordinarias. En años recientes, el FMI ha recomendado a los gobiernos incluir instrumentos que se aproximen a las propiedades de un impuesto sobre la renta económica generada por el recurso a lo largo de su ciclo de vida (*resource rent tax*), en que la participación del Estado es creciente en el flujo de renta acumulativa del proyecto una vez que este cubre, y supera, las tasas internas de retorno normales para la industria. Véase Fondo Monetario Internacional (FMI), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Washington, D.C., 2010.

- Desarrollar una política de Estado y una visión estratégica de diversificación productiva y cambio estructural de largo plazo, que haga posible un progresivo desacople de la economía nacional respecto de una excesiva dependencia de los sectores extractivos. El cambio estructural consiste en el desarrollo de nuevas industrias asociadas a la innovación y el desarrollo tecnológico, intensivas en la generación de empleo de calidad y con alto potencial de crecimiento.

El proceso de desarrollo económico y logro de crecientes niveles de ingreso per cápita y bienestar social en la región está asociado a un peso ascendente en la estructura productiva de actividades con mayor contenido de conocimientos y tecnología, lo que hace necesario cerrar las brechas de productividad que separan a los países de la región de las economías avanzadas. Los sectores de recursos naturales deben evaluarse en términos de su contribución, positiva o negativa, a este proceso de cambio estructural. En América del Sur, por ejemplo, los recursos naturales representan más del 70% de las exportaciones totales. La concentración excesiva de la actividad productiva en sectores extractivos de recursos naturales puede ir acompañada de riesgos importantes, en el sentido de comprometer o debilitar la diversificación industrial y el cambio estructural. Al mismo tiempo, dichos riesgos no necesariamente se materializan.

De hecho, muchos países que se especializan en exportar recursos naturales realizan un esfuerzo considerable de aprendizaje y desarrollo tecnológico (revelado por los datos de patentes y de investigación y desarrollo) o logran avanzar hacia sectores más intensivos en conocimientos, convirtiéndose exitosamente en economías industriales de alto ingreso per cápita. Se trata de países que por medio de políticas apropiadas logran vencer los riesgos de la supuesta “maldición” de los recursos naturales en sus procesos de desarrollo industrial y diversificación económica. Más que ser consecuencia de la dotación de factores como los recursos naturales, un desarrollo industrial rezagado en su diversificación y ganancias de productividad es fruto de cierto tipo de economía política, que no favorece las políticas industriales y tecnológicas.

Los riesgos asociados al posible impacto de la abundancia de recursos naturales sobre el crecimiento y el cambio estructural pueden mitigarse a través de políticas adecuadas. Una de las variables derivadas de una bonanza de recursos naturales que afecta la estructura productiva es el tipo de cambio real. Un ciclo de auge del precio internacional de estos bienes puede ocasionar una apreciación del tipo de cambio nominal y presionar al alza los precios internos, tanto de bienes transables (inflación importada) como no transables (efecto del aumento de la demanda agregada). Ambos movimientos disminuyen la competitividad del país y pueden llevar a la desaparición de otras actividades industriales por el efecto (que podría ser pasajero) de apreciación del tipo de cambio real.

El desarrollo económico en presencia de una abundante dotación de recursos naturales plantea también importantes desafíos de economía política, vinculados a la necesidad de manejar en forma idónea las considerables rentas provenientes de su explotación, dentro de un marco de política de Estado y una estrategia de desarrollo de largo plazo. Se requiere de una institucionalidad muy sólida para hacer un manejo macroeconómico y fiscal adecuado de estas rentas en un horizonte de largo plazo. Esta institucionalidad debe ser capaz de resistir las presiones políticas tendientes a que dichas rentas se orienten a gastos corrientes de corto plazo, en lugar de que se destinen a la inversión pública en educación, infraestructura, innovación tecnológica y otras áreas que contribuyen a aumentar las capacidades productivas de largo plazo.

B. HETEROGENEIDAD DE RESPUESTAS DE LOS SECTORES DE LA MINERÍA Y LOS HIDROCARBUROS AL CICLO DE PRECIOS EN EL PERÍODO 2000-2012

En los países exportadores de productos de la minería metálica, petróleo y gas natural de la CELAC y de América Latina y el Caribe, en general, se produjo una etapa de bonanza de las exportaciones de minerales e hidrocarburos durante los períodos comprendidos entre 2003 y 2008, y entre 2010 y 2012. A pesar de

la aparente similitud de los ciclos de precios que exhibieron los metales y el petróleo crudo, durante esos períodos la dinámica de precios, costos, generación de rentas y participación estatal presentó en la región marcadas diferencias entre el sector minero y el sector de los hidrocarburos.

En el sector minero, el alza del precio internacional de los metales impulsó fuertemente las inversiones en exploración y desarrollo, lo que redundó en un aumento de las reservas comprobadas de recursos mineros en la región, así como en el anuncio de un importante número de nuevos megaproyectos que se desarrollarán durante la presente década. En el sector de los hidrocarburos, con la excepción del Brasil y Colombia, el alza de precios no produjo una reacción similar en materia de inversión que se tradujera en un incremento de las reservas, ni tampoco en una expansión de la producción acorde con el ritmo de crecimiento de la demanda regional o con la oportunidad representada por el aumento de la demanda global. En consecuencia, tanto la relación entre producción y consumo como la relación entre reservas y producción de hidrocarburos cayeron a lo largo de la década, lo que pone en riesgo la posición exportadora neta de la región, con la excepción de la República Bolivariana de Venezuela.

En el sector de los hidrocarburos, los costos de inversión, por una parte, y de operación y mantenimiento, por otra, muestran una clara tendencia al alza durante la última década. 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, pone de manifiesto que ha terminado la época del petróleo barato. En el sector minero, los costos de explotación y procesamiento también exhibieron una tendencia alcista desde 2004, explicada principalmente por incrementos del precio del petróleo, entre otros insumos. Sin embargo, estos aumentos de los costos han sido compensados con creces por las alzas de los precios de los minerales, lo que se ha traducido en rentabilidades inéditas para esta industria en los últimos años.

Frente al ciclo de precios de los metales, el sector minero regional registró, por lo menos hasta 2012, un boom de rentabilidad e inversión privada, a juzgar por el aumento acelerado de los montos de utilidades repatriadas y de los presupuestos de exploración, y por los anuncios realizados de nuevos proyectos de inversión. La participación fiscal del Estado en este auge fue creciente en términos absolutos, pero claramente está lejos de ser progresiva. La mayoría de los países no disponen de los instrumentos fiscales necesarios para lograr la progresividad. Sin embargo, los principales países mineros de la región alcanzaron niveles de apropiación de la renta económica del sector cercanos al promedio internacional, de aproximadamente un 33%, en el caso de los países con regímenes mineros típicos de concesiones privadas, en que dicha renta se basa en el impuesto a la utilidad corporativa y las regalías, como principales instrumentos de aporte al fisco⁶.

En el conjunto de países pequeños de la región, que tienen una actividad minera todavía incipiente pero creciente (Guatemala, Honduras y Nicaragua, entre otros), la expansión del PIB minero y de las rentas económicas del sector en el período posterior a 2003 originó un potencial creciente de recaudación fiscal no aprovechado, en particular considerando los niveles relativamente bajos de apropiación estatal de la renta estimada del sector que existen en varios países, entre ellos Guatemala y Honduras. Esta situación también se observa en el caso del Brasil.

Las rentas del sector de los hidrocarburos y su contribución al fisco, por su parte, han aumentado en términos absolutos como resultado del ciclo de precios. Sin embargo, el auge de precios no impulsó un boom de inversión y desarrollo como el que tuvo lugar en el sector minero. Tampoco contribuyó, al parecer, a la superación de los rezagos estructurales de la inversión destinada a la expansión de la producción petrolera (*upstream* petrolero), que se arrastran al menos desde 1995 en la Argentina, el Ecuador, México y Venezuela (República Bolivariana de). Ni la propiedad estatal de las empresas petroleras en la región ni los marcos

⁶ El único país donde existe una empresa estatal minera de envergadura es Chile. Su aporte al fisco fue fundamental, ya que contribuyó con dos tercios del total de ingresos públicos captados durante el período de mayor auge de precios, de 2003 a 2009, debido a que tiene el control de aproximadamente un tercio de la producción nacional de cobre.

regulatorios y contractuales vigentes para incorporar a empresas privadas en la producción de hidrocarburos han logrado movilizar las inversiones en exploración y desarrollo necesarias para mantener la relación entre reservas y producción, y expandir la oferta al ritmo del crecimiento del consumo regional.

Se plantea el desafío de encontrar un equilibrio (hasta ahora difícil de alcanzar) entre los intereses públicos y privados en torno a la realización de las inversiones necesarias para garantizar el suministro al mercado interno y mantener la posición exportadora regional. Para abordar este desafío se requerirán innovaciones institucionales, regulatorias y contractuales que respondan a la multiplicidad de factores de orden estructural y coyuntural que afectan el mercado petrolero actual. Asimismo, será necesario enfrentar las distorsiones de política (subsidios a la demanda) contrarias a lograr una mayor eficiencia del consumo interno frente a las restricciones de oferta, que seguramente se prolongarán en el mediano plazo, mientras los países encuentran soluciones a estos dilemas.

En los capítulos I y II del presente documento se abordan en detalle las dinámicas de los sectores minero y de los hidrocarburos, respectivamente. En ambos sectores se destacan los principales hechos estilizados en materia de reservas, producción, consumo e indicadores de tendencias. Se analiza también el grado de participación estatal en la renta económica de estos sectores logrado en los principales países exportadores de minerales e hidrocarburos de la región, en el período comprendido entre 2000 y 2012. En el capítulo III se analiza la evolución del sector de los recursos hídricos, en particular de los servicios de agua potable y saneamiento, desde la perspectiva de su vital contribución al desarrollo inclusivo en la región, así como también las tendencias observadas en materia de desarrollo hidroeléctrico. A manera de cierre, se destacan las repercusiones de política que surgen a partir de los análisis presentados.

Capítulo I

EL SECTOR MINERO EN LOS PAÍSES DE LA CELAC: TENDENCIAS Y EVOLUCIÓN RECIENTE

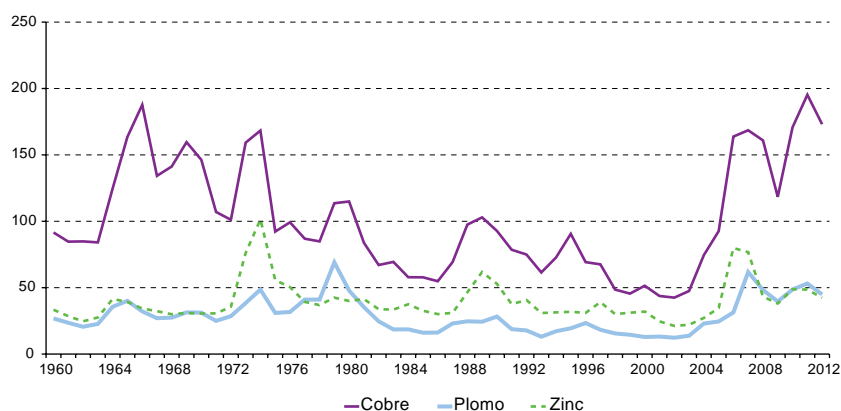
A. EL AUGE MINERO EN LOS PAÍSES DE LA CELAC EN EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE 2003 Y 2012: ALZA DE PRECIOS Y EXPORTACIONES

A partir de 2003, las exportaciones mineras de los países de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) exhibieron un auge inédito, debido al crecimiento de los precios internacionales de los metales, que en términos reales alcanzaron máximos históricos en 2007 y en algunos casos incluso se cuadruplicaron. Con el ciclo de precios que tuvo lugar entre 2003 y 2009, se revirtió la tendencia sostenida a la baja que mantuvo el precio real de los metales por más de dos décadas, entre 1980 y 2002. Tras su corrección a la baja durante la crisis de las hipotecas de alto riesgo de 2008 y 2009, el precio de los metales mostró una rápida recuperación en el período comprendido entre 2010 y 2012.

A partir de 2012, los precios de los principales metales se han visto nuevamente afectados por la desaceleración económica asociada a la crisis de la zona del euro y el menor ritmo de crecimiento de China. En el primer semestre de 2013 los precios del cobre y el oro experimentaron reducciones de un 13% y un 20%, respectivamente, en tanto que el precio del hierro disminuyó un 24% y los del zinc y el aluminio sufrieron correcciones cercanas al 10% de su valor en ese mismo período. Estos cambios indican que probablemente han quedado atrás los niveles máximos que alcanzaron los precios de los metales en el período comprendido entre 2007 y 2011 y señalan una tendencia hacia la moderación y la estabilización. Sin embargo, en términos reales, el precio de los metales registrado durante los dos últimos años continúa superando ampliamente los niveles medios de las últimas tres décadas (véase el gráfico I.1).

Gráfico I.1

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL COBRE, EL PLOMO Y EL ZINC, 1960-2012 (En centavos de dólar por libra, a precios constantes de 1982)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO) y FRED Economic Data.

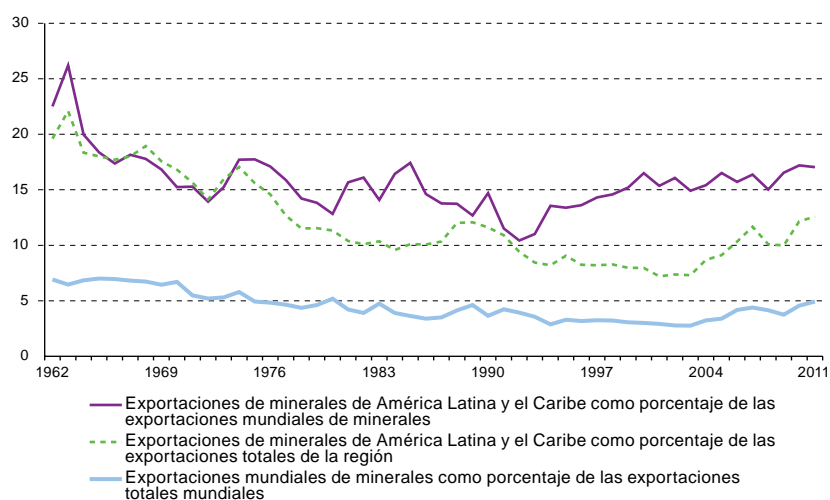
La demanda de hierro, cobre y aluminio, entre otros minerales de exportación, está asociada al crecimiento de los sectores de la construcción, la infraestructura y la manufactura (que requieren acero, conductores eléctricos y metales industriales, entre otros insumos). Estos sectores han presentado una

rápida expansión en el marco del proceso de aceleración del desarrollo económico que ha tenido lugar en las grandes economías asiáticas a partir del año 2000. Según la prospectiva económica realizada por diversos organismos internacionales, las grandes economías emergentes de Asia continuarán su proceso de crecimiento a mediano plazo durante la presente década, si bien a tasas más mesuradas. De acuerdo con ello, se estima que la demanda global de los minerales que la región exporta mostrará cierta moderación, pero también persistencia, lo que hace poco probable que se vuelvan a registrar los niveles de precios de los metales que prevalecieron en el período comprendido entre 1980 y 2003.

Las exportaciones de minerales de la región reaccionaron ante los altos precios, alcanzando desde 2003 una participación creciente en el total de exportaciones regionales. Esta expansión de las exportaciones de minerales y otros bienes primarios de América Latina y el Caribe ha sido calificada como “reprimarizadora”. Sin embargo, desde 1964 la proporción de las exportaciones mineras en el total de las exportaciones de la región venía cayendo continuamente y fue inferior al 10% durante todo el período comprendido entre 1993 y 2006. Solo a partir de 2003 la participación de las exportaciones de minerales de América Latina y el Caribe comenzó a aumentar nuevamente, siguiendo una trayectoria muy similar a la tendencia mundial, y desde 2006 volvió a superar el 10%. En todas las regiones del mundo, las exportaciones de minerales se expandieron en respuesta al auge de precios y a las enormes ganancias derivadas de su explotación (véase el gráfico I.2).

Las exportaciones de minerales de América Latina y el Caribe también perdieron participación en las exportaciones mundiales de minerales, desde niveles cercanos al 20% en 1964 hasta el 10% en 1993. A partir de ese año, la región volvió a recuperar un mayor peso en las exportaciones mineras mundiales, llegando a un 12,8% del total mundial en el año 2000 y manteniendo niveles superiores al 15% durante la última década. La región ha logrado recuperar una posición competitiva en el sector minero mundial, lo que se refleja en el hecho de que la ponderación de las exportaciones mineras dentro de las exportaciones totales de la región sigue siendo alrededor del doble de la ponderación correspondiente del promedio mundial (véase el gráfico I.2).

Gráfico I.2
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y EL MUNDO: PARTICIPACIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE MINERALES^a EN LAS EXPORTACIONES TOTALES, 1962-2011
(En porcentajes)



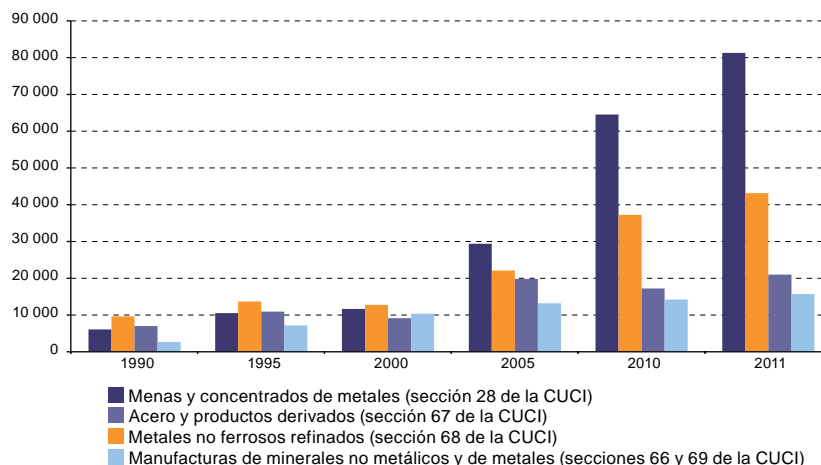
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Banco Mundial, World Development Indicators.

^a Se incluyen productos correspondientes a las secciones 27 (abonos y minerales en bruto), 28 (menas y desechos de metales) y 68 (metales no ferrosos) de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3.

Al descomponer las exportaciones de minerales de la región en exportación de minerales en etapa primaria y exportación de minerales en etapa de manufactura, se observa que la mayor parte del crecimiento observado en la última década corresponde a exportación de minerales en etapas primarias de elaboración.

Como se muestra en el gráfico I.3, entre 2000 y 2011 la exportación regional de minerales de menas y concentrados de metales (en etapas primarias, incluidos en la sección 28 de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI)) ha tenido un crecimiento anual equivalente del 17,7%, el mayor entre todas las categorías de exportaciones de minerales. En segundo lugar, el conjunto de exportaciones de metales no ferrosos refinados (incluidos en la sección 68 de la CUCI) y de acero y productos derivados (incluidos en la sección 67 de la CUCI), que representan etapas de manufactura inicial, exhiben un aumento anual equivalente del 9,5%. Finalmente, la exportación de manufacturas de minerales no metálicos y de metales (secciones 66 y 69 de la CUCI), que corresponde al nivel de mayor manufactura, registra un crecimiento anual equivalente del 3,6%, el menor entre las exportaciones mineras de la región. Esta evolución de las exportaciones mineras se debe principalmente al hecho de que en la región el aumento de la producción de metal de mina no estuvo acompañado de un aumento equivalente de la capacidad de refinación.

Gráfico I.3
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE MINERALES PRIMARIOS Y MANUFACTURAS DE MINERALES^a, 1990-2011
 (En millones de dólares de 2005)

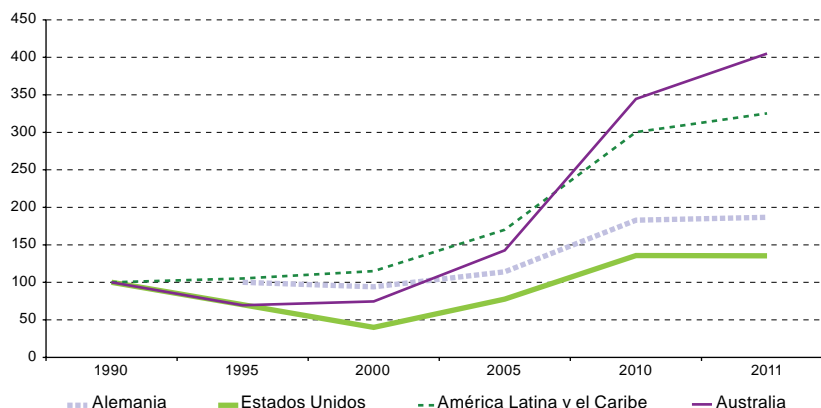


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Naciones Unidas, Base de datos estadísticos sobre el comercio de mercaderías (COMTRADE).

^a Grupos de minerales primarios (sección 28), refinados (sección 68), acero y derivados (sección 67), y manufacturas de minerales (secciones 66 y 69) establecidos de acuerdo con la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3.

Esta concentración de las exportaciones en minerales en etapa primaria de procesamiento no es exclusiva de América Latina y el Caribe, y se produjo también con fuerza en Australia a partir de 2003. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la razón entre las exportaciones de minerales en etapa primaria y las exportaciones de minerales en etapa de manufactura. La razón se expresa como un índice, tomando 1990 como año base (con un valor de 100). La evolución de este índice muestra claras diferencias entre Alemania, Australia, los Estados Unidos y América Latina y el Caribe. A partir de 2003, el aumento del precio de los principales productos básicos minerales tiende a elevar el peso relativo de las exportaciones primarias de minerales respecto de las de minerales en etapa de manufactura, en todos los países. Sin embargo, se observa cómo este proceso de concentración es especialmente marcado en Australia y América Latina y el Caribe, donde el índice se multiplica por 4 y por 3,3, respectivamente, entre 1990 y 2011 (véase el gráfico I.4).

Gráfico I.4
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y GRANDES PAÍSES EXPORTADORES DE MINERALES:
 EVOLUCIÓN DE LA RAZÓN ENTRE LAS EXPORTACIONES DE MINERALES
 EN ETAPA PRIMARIA Y LAS EXPORTACIONES DE MINERALES
 EN ETAPA DE MANUFACTURA ^a, 1990-2011**
 (Índice 1990=100)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Naciones Unidas, Base de datos estadísticos sobre el comercio de mercaderías (COMTRADE).

^a El numerador corresponde a las exportaciones de minerales de mena o concentrados de cobre, hierro, plata, estaño, plomo y níquel, entre otros (sección 28 de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI)). El denominador corresponde a las exportaciones de productos con un nivel superior de manufactura, como metales no ferrosos refinados (cátodos de cobre, aluminio y níquel refinado, entre otros), metales ferrosos (acero y sus derivados) y productos manufacturados en que se utilizan elementos metálicos como insumo principal. Los metales ferrosos y los metales no ferrosos refinados corresponden a las secciones 67 y 68 de la CUCI, en tanto que los productos manufacturados corresponden a las secciones 66 y 69 de la CUCI.

Esta evolución contrasta con la respuesta mucho más moderada que exhibe el índice en los países con mayor especialización manufacturera, como Alemania y los Estados Unidos, donde las exportaciones de metales en etapa de manufactura logran mantener su competitividad relativa. En América Latina y el Caribe, por ejemplo, ha aumentado significativamente la producción de concentrados de cobre y hierro; sin embargo, la posterior refinación (etapa inicial de la manufactura) no se lleva a cabo dentro de región y China es el principal destino de estos minerales en etapa primaria¹.

B. TENDENCIAS DE LA PRODUCCIÓN, LAS RESERVAS Y LA INVERSIÓN EN EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE 1990 Y 2012

La importancia relativa de la minería en los países de la CELAC presenta niveles muy diversos. Pueden distinguirse tres grupos de países. En un primer grupo se ubican Chile, el Perú y Bolivia (Estado Plurinacional de), donde la minería representa alrededor del 60%, el 40% y el 30% del valor total de las exportaciones, respectivamente, y alcanza una participación en el PIB del 15% en el primer caso y del 9% en los otros dos

¹ Como señalan Sánchez-Albavera y Lardé (2006), “la regla general, en los países en desarrollo, ha sido que la producción de mina no era acompañada por una mayor capacidad de fundición y refinación. Así a medida que avanzaba el grado de procesamiento, la capacidad instalada se concentraba en los países desarrollados por lo que, por ejemplo, países sin producción de mina, como Alemania y Japón, se cuentan entre los más importantes productores de refinados del mundo, abasteciéndose de minerales y concentrados de los países en desarrollo”.

países (véase el cuadro I.1). En Jamaica, con exportaciones que equivalen al 42,5% de las exportaciones totales, el sector minero también exhibe una alta importancia relativa, pero viene perdiendo peso en el PIB (del 3,2% en el año 2000 al 1,2% en 2012). En una categoría intermedia están el Brasil y Colombia, países donde la minería representa alrededor del 20% de las exportaciones totales y registra una participación en el PIB del 1% y el 2%, respectivamente; les sigue Guyana, cuyas exportaciones mineras representan un 15,6% de las exportaciones totales². En el tercer grupo, finalmente, están Guatemala, Honduras y México, cuyas exportaciones mineras representan el 12%, el 9% y el 8% de sus exportaciones totales, respectivamente, y alcanzan proporciones del PIB del 2,3%, el 1,0% y el 1,3%, también en forma respectiva.

Cuadro I.1
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (15 PAÍSES) Y GRANDES PAÍSES EXPORTADORES
 DE MINERALES: PIB DE LA MINERÍA E IMPORTANCIA RELATIVA DEL SECTOR
 EN EL PIB Y EN LAS EXPORTACIONES, 2000-2003 A 2010-2012**
(En millones de dólares de 2005 y porcentajes)

País	PIB de la minería en millones de dólares de 2005			PIB de la minería como porcentaje del PIB			Exportaciones mineras como porcentaje de las exportaciones totales ^a		
	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012 ^b
Argentina ^c	39 940	55 224	20 626	3,2	4,5	3,4	7,6	8,0	7,0
Bolivia (Est. Plur. de)	1 263	3 902	3 755	3,2	6,0	8,6	20,1	24,9	29,4
Minería privada	-	-	-	-	-	-	0	0	0
COMIBOL	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Brasil	16 139	45 628	50 591	0,5	0,7	1,1	18,1	20,5	24,9
Chile (GMP-10 + CODELCO + ENAMI)	25 370	124 907	78 171	7,2	16,0	14,7	43,0	61,0	62,6
Chile (Codelco + ENAMI) ^d	6 016	116 274	70 522	1,7	14,9	13,2	0,0	0,0	0,0
Chile (GMP-10) ^d	0	0	0				0,0	0,0	0,0
Colombia (minería + carbón) ^e	9 767	23 244	16 603	2,0	2,3	2,3	16,4	22,6	20,2
Colombia (minería)	-	-	-	-	-	-	7,6	9,6	5,3
Colombia (carbón)	-	-	-	-	-	-	8,8	13,0	14,9
Ecuador ^c	5 126	27 489	19 396	3,7	10,5	12,6	1,3	1,6	1,5
Guatemala	810	2 518	2 289	0,9	1,5	2,3	7,3	8,0	12,3
Guyana	440	829	833	14,9	12,6	18,9	15,5	17,6	15,6
Honduras ^c	213	563	343	0,6	0,9	1,0	10,0	8,8	-
Jamaica ^c	1 992	1 827	276	3,6	2,9	1,2	61,8	60,9	42,5
México ^c	18 171	37 589	34 368	0,5	0,7	1,3	5,9	7,2	7,6
Nicaragua ^c	197	349	369	0,7	0,9	2,1	3,0	2,4	2,0
Perú	11 687	48 088	38 661	4,6	8,5	8,9	32,9	44,4	41,0
República Dominicana	582	798	355	0,3	0,4	0,3	6,6	13,2	11,9
Suriname	420	1 091	564	5,4	7,7	6,9	0,5	0,5	0,7

² A nivel regional, Guyana es el país cuyas exportaciones mineras equivalen al porcentaje más alto del PIB, un 19%; sin embargo, esas exportaciones solo representan el 15,6% del total de sus exportaciones. Así, la dependencia exportadora de Guyana en el sector minero es menor que la del Brasil y Colombia.

Cuadro I.1 (conclusión)

País	PIB de la minería en millones de dólares de 2005			PIB de la minería como porcentaje del PIB			Exportaciones mineras como porcentaje de las exportaciones totales ^a		
	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012 ^b
América Latina ^c e	502 349	1 205 531	604 830	4,6	6,8	6,0	11,7	16,4	21,4
Australia	190 871	354 774	233 478	10,1	7,7	7,1			
Canadá	26 500	133 490	-	0,8	1,8	-			
Estados Unidos	121 310	229 900	147 333	0,3	0,3	0,4			
Sudáfrica ^c	47 786	105 597	63 884	7,2	7,5	8,5			

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de fuentes oficiales nacionales para el PIB de la minería según disponibilidad en cada país; y Base de datos CEPALSTAT para otras variables.

^a En las exportaciones mineras se consideran las partidas 27, 28, 32, 66, 67, 68 y 69 de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3

^b En los casos de Colombia, el Ecuador, Guyana, Honduras, el Perú, la República Dominicana y Suriname solo se incluyen datos de 2010 y 2011.

^c En el PIB de la minería se incluyen los hidrocarburos.

^d El PIB minero corresponde a cobre desde 2003 en adelante. GMP-10 es la gran minería privada del cobre, que incluye a las diez mayores empresas privadas.

^e En las exportaciones mineras se incluye la minería del carbón.

1. Tendencias de la producción y las reservas mineras en la región

La producción minera en América Latina y el Caribe, y por tanto en la CELAC, ha experimentado un desarrollo heterogéneo en los distintos países y por tipo de mineral. La participación regional en la producción mundial de oro, cobre y plata ha crecido significativamente. Entre 1990 y 2012, se incrementó la importancia relativa de América Latina y el Caribe en la producción mundial de algunos metales: se duplicó en el caso del oro (pasando del 10% al 21% del total mundial) y el cobre mina (del 25% al 45%), y aumentó considerablemente en el caso de la plata (del 34% al 48%), el cobre refinado (del 15,7% al 20%) y el molibdeno en mina (del 16% al 24%). Esto contrasta con la escasa variación que ha mostrado la participación regional en la producción mundial de bauxita, hierro, níquel, plomo y zinc, y con la caída que ha registrado en la producción mundial de estaño y aluminio durante el mismo período (véase el cuadro I.2)³.

Cuadro I.2
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MINERA EN EL TOTAL MUNDIAL, 1990-2012
(En porcentajes de la producción total mundial)

Mineral	Porcentajes respecto del total mundial						Producción en 2012 (miles de toneladas) (excepto hierro, oro y plata)	Tres mayores productores de la región en 2012
	1990	1995	2000	2005	2010	2012		
Bauxita	22,9	26,7	26,0	27,5	21,5	19,6	50 568,2	Brasil, Jamaica y Suriname
Aluminio primario	9,2	10,4	8,9	7,5	5,5	4,4	2 049,6	Brasil, Argentina y Venezuela (República Bolivariana de)
Cobre en mina	24,9	32,2	43,0	46,5	45,2	44,6	7 626,1	Chile, Perú y México
Cobre refinado	15,7	23,2	25,1	23,7	21,5	19,0	3 886,4	Chile, México y Perú
Oro	10,3	12,5	14,4	18,1	19,2	21,4	554,7 ^a	Perú, México y Colombia

³ La participación de la región en la producción mundial de estaño en mina y estaño refinado se redujo más de un 40%. Una tendencia similar se observó en el caso de la participación regional en la producción de aluminio primario, que mostró una caída del 50%, probablemente debido a su costo de procesamiento (es intensivo en energía eléctrica) en comparación con el que se registra en otras regiones. Sin embargo, la región ha mantenido su nivel de participación en la producción mundial de bauxita.

Cuadro I.2 (conclusión)

Mineral	Porcentajes respecto del total mundial						Producción en 2012 (miles de toneladas) (excepto hierro, oro y plata)	Tres mayores productores de la región en 2012
	1990	1995	2000	2005	2010	2012		
Plata	34,2	38,3	38,5	41,8	48,7	47,7	11 789,2 ^a	México, Perú y Chile
Estaño en mina	28,3	27,8	26,0	21,2	19,5	20,5	56,6	Perú, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Brasil
Estaño refinado	23,1	15,8	14,9	18,0	16,6	13,7	49,3	Perú, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Brasil
Hierro	22,6	24,9	26,1	26,0	22,6	21,1	422,6 ^b	Brasil, México y Venezuela (República Bolivariana de)
Molibdeno en mina	15,8	18,2	35,2	37,3	31,8	23,8	63,1	Chile, Perú y México
Níquel en mina	11,5	11,7	14,1	15,1	12,9	11,7	230,6	Brasil, Cuba y Colombia
Níquel refinado	9,7	10,1	10,7	13,4	11,6	8,6	163,0	Brasil, Colombia y Cuba
Plomo en mina	13,3	15,5	14,7	14,6	14,5	11,6	612,4	Perú, México y Bolivia (Estado Plurinacional de)
Plomo refinado	7,8	7,6	8,4	7,2	7,4	5,0	522,7	México, Brasil y Argentina
Zinc en mina	16,8	20,6	19,0	21,0	21,7	19,4	2 600,6	Perú, México y Bolivia (Estado Plurinacional de)
Zinc refinado	7,5	8,5	7,3	7,9	7,0	7,4	926,9	México, Perú y Brasil

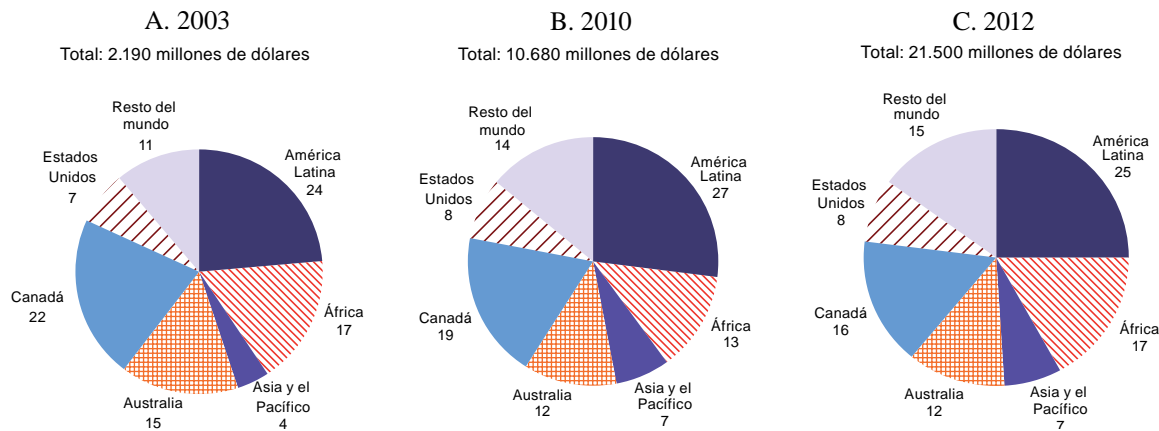
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), “Panorama y aporte fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella y J. Lardé, Santiago de Chile, inédito, 2012; Oficina Mundial de Estadísticas del Metal, base de datos; Gold Fields Mineral Services; y Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD).

^a Producción expresada en toneladas.

^b Producción expresada en millones de toneladas métricas.

El auge de precios descrito impulsó el alza de las inversiones en exploración minera como una tendencia en todo el mundo a partir de 2003. El presupuesto mundial destinado a exploraciones de metales no ferrosos casi se quintuplicó, al pasar de 2.190 millones de dólares en 2003 a 10.680 millones de dólares en 2010, y luego se volvió a duplicar prácticamente, llegando a 21.500 millones de dólares en 2012 (véase el gráfico I.5).

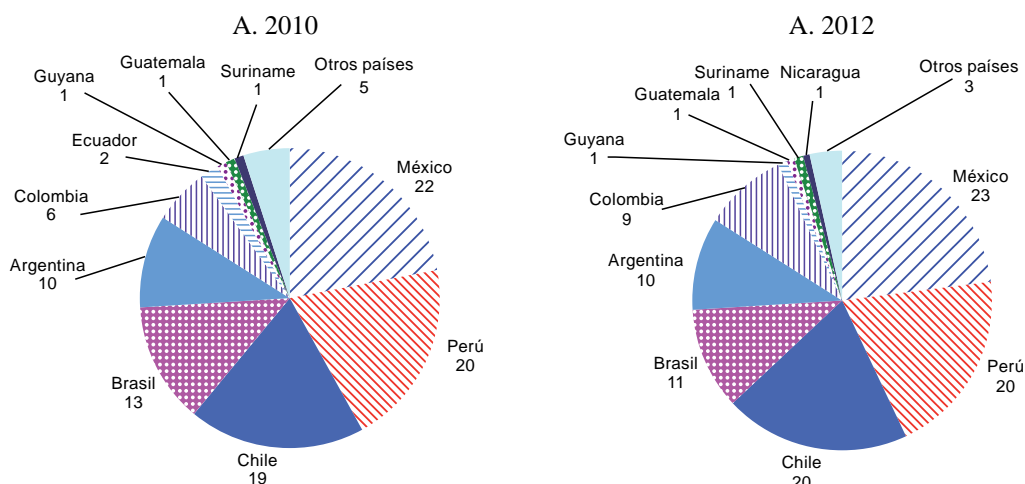
Gráfico I.5
**DISTRIBUCIÓN DEL PRESUPUESTO MUNDIAL DE EXPLORACIÓN MINERA,
POR REGIÓN O PAÍS DE DESTINO, 2003, 2010 Y 2012**
(En porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Centro de Estudios del Cobre y la Minería (CESCO)/Metals Economics Group, *Tendencias en Exploración Mundial*.

América Latina y el Caribe como región ha sido el principal receptor de la inversión mundial en exploración minera desde 1994, en términos absolutos⁴. Entre 2003 y 2010, los presupuestos de exploración en la región crecieron de 566 millones de dólares a 3.024 millones de dólares. En 2012, el presupuesto de exploración superó los 5.000 millones de dólares. La actividad de exploración minera se ha concentrado en el Perú, México, el Brasil, Chile y, en menor medida, la Argentina (véase el gráfico I.6).

Gráfico I.6
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PRINCIPALES DESTINOS
 DE LA EXPLORACIÓN MINERA, 2010 Y 2012**
 (En porcentajes del presupuesto total de exploración destinado a la región)



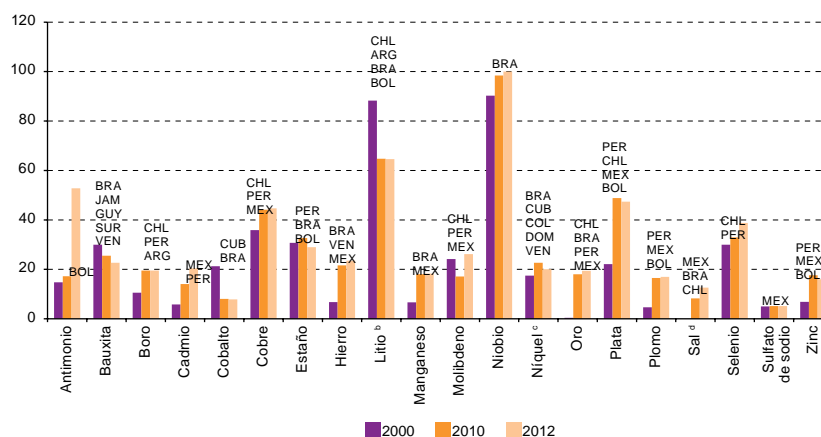
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Centro de Estudios del Cobre y la Minería (CESCO), base de datos; y Metals Economics Group.

Como resultado de la intensificación de las actividades de exploración en América Latina y el Caribe, aumentaron las reservas de una gran parte de los minerales⁵. Por ejemplo, las reservas de oro, que ascendían a 200 toneladas en el año 2000, localizadas principalmente en el Perú, se incrementaron hasta llegar en 2010 a más de 9.200 toneladas, distribuidas en Chile, el Brasil, el Perú y México. Varios países latinoamericanos poseen una proporción importante de las reservas minerales del planeta; en efecto, se concentra en la región al menos el 65% de las reservas mundiales de litio (Chile, Argentina y Brasil), el 49% de las reservas de plata (Perú, Chile, Bolivia (Estado Plurinacional de) y México), el 44% de las reservas de cobre (Chile, Perú y, en menor grado, México), el 33% de las reservas de estaño (Perú, Brasil y Bolivia (Estado Plurinacional de)), el 26% de las reservas de bauxita (Brasil, Guyana, Suriname, Venezuela (República Bolivariana de) y Jamaica), el 23% de las reservas de níquel (Brasil, Colombia, Venezuela (República Bolivariana de), Cuba y República Dominicana) y el 22% de las reservas de hierro (Brasil, Venezuela (República Bolivariana de) y México), entre otros minerales. Se estima que el potencial minero de la región es incluso mayor, considerando que la información geológica disponible es aún insuficiente (véase el gráfico I.7).

⁴ En los inicios de la década de 1990, el gasto en exploración minera de países como Australia, el Canadá y los Estados Unidos se desvió hacia América Latina, debido a los mayores costos de esta actividad que se observaban en esas economías por diversos factores, como el agotamiento de las reservas de algunas zonas mineras, la cancelación de incentivos fiscales y el aumento de las exigencias ambientales, entre otros. Estos factores, sumados a los procesos de liberalización, desencadenaron un vertiginoso crecimiento de las inversiones de exploración en América Latina, que se convirtió en el principal destino de la exploración minera mundial durante dos décadas.

⁵ Las reservas minerales 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 los costos y los precios, la tecnología disponible y las características físicas de la mina (ley, calidad, tonelaje, grosor, profundidad y ubicación).

Gráfico I.7
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PRINCIPALES RESERVAS MINERALES^a, 2000, 2010 Y 2012
 (En porcentajes del total mundial)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de U.S. Geological Survey, *Mineral Commodity Summaries*, enero de 2011.

- ^a Sobre las barras se indican los países donde se localizan las mayores reservas.
^b El Estado Plurinacional de Bolivia posee 5,4 millones de toneladas de “reservas base” de litio; sin embargo, la definición de reserva utilizada por el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) no permite considerar esos recursos dentro de la categoría.
^c Las reservas de níquel de la República Bolivariana de Venezuela son las estimadas por el USGS en 2010.
^d Cloruro de sodio.

2. Tendencias de la inversión minera en la región

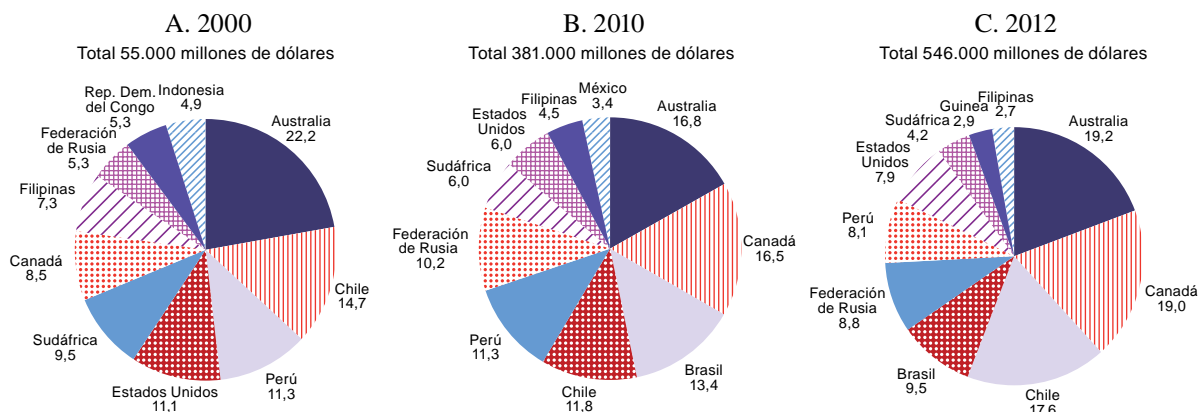
En América Latina y el Caribe, la década de 1990 estuvo marcada por reformas de política y regulatorias orientadas a atraer inversión privada. En el sector minero estas reformas se caracterizaron por ofrecer incentivos tributarios y marcos legales favorables, lo que en algunos países incluyó contratos de estabilidad tributaria por períodos prolongados. En general, se tradujeron en reglas de juego para la inversión minera altamente competitivas y que propiciaban condiciones fiscales más laxas en términos comparativos que las que existen en otras regiones mineras del mundo⁶.

Entre 2000 y 2013, la inversión mundial total en proyectos mineros se multiplicó casi por diez, al aumentar de 86.000 a 735.000 millones de dólares, de los que América Latina captó cerca del 30%, seguida por América del Norte (principalmente Canadá), que concentró el 20%, Oceanía (principalmente Australia), con el 17%, y luego África (14%) y Asia (10%). América Latina se ha convertido en la región que reúne la mayor cartera de inversiones mineras planeadas a nivel mundial (no materializadas). Según la encuesta anual de *Engineering & Mining Journal*, los proyectos de inversión anunciados para la región ascendían en 2010 a 180.000 millones de dólares y en 2012 a 210.000 millones de dólares, es decir, casi un tercio del total de la inversión minera anunciada en el mundo. Esta encuesta es un indicador de la capacidad de atracción de inversión minera de los países y de la rentabilidad esperada de dichas inversiones.

⁶ Otto y otros (2007) elaboraron una comparación internacional de 24 países mineros, según la cual Chile y la Argentina se encuentran en el 20% de los países con menor tasa de tributación efectiva y mayor rentabilidad privada, y el Estado Plurinacional de Bolivia, en el 33% superior. México y el Perú se sitúan más cerca del promedio internacional, pues ocupan respectivamente los puestos 13 y 17 en esta clasificación. Véase también Otto (2004).

En 2013, el Brasil, Chile y el Perú se situaron entre los diez principales países de destino de la inversión minera (véase el gráfico I.8). Los metales que atrajeron los mayores montos de inversión son el hierro (27%), el cobre (27%), el oro (16%), el níquel en mina (14%) y el níquel refinado (3%), que en conjunto representan el 87% del total de la inversión de proyectos en cartera.

Gráfico I.8
DISTRIBUCIÓN DE LAS INVERSIONES MINERAS ENTRE LOS DIEZ PRINCIPALES PAÍSES DESTINATARIOS, 2000, 2010 Y 2013
(En porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos del *Engineering & Mining Journal*.

C. EVOLUCIÓN DE LA RENTA ECONÓMICA DEL SECTOR MINERO, PARTICIPACIÓN ESTATAL Y ASPECTOS FISCALES

En los países que poseen importantes dotaciones de gas y petróleo, existe una larga trayectoria de evolución de los regímenes e instrumentos fiscales que se han aplicado para asegurar la apropiación pública de las rentas derivadas de su explotación. La participación directa del Estado en la explotación, ya sea por medio de empresas públicas o de la propiedad de acciones es la regla. En el sector petrolero también son prácticas comunes la aplicación de impuestos a las utilidades extraordinarias (*windfall taxes*), a medida que el precio internacional supera ciertos umbrales, y la utilización de contratos de riesgo y/o producción compartida (*production sharing contracts, PSC*), entre otros instrumentos orientados a asegurar una participación progresiva del Estado en la renta del petróleo y del gas natural durante los ciclos de auge de precios⁷.

En los países mineros, en cambio, la explotación del recurso generalmente se realiza a través de concesiones a empresas privadas, y la participación directa del Estado en la producción por medio de empresas públicas constituye una excepción, como es el caso chileno, en que opera la Corporación Nacional del Cobre de Chile (CODELCO). En los regímenes de concesiones, el impuesto a las utilidades declaradas es el principal instrumento mediante el cual el Estado participa en las rentas generadas por la explotación minera. El impuesto a las utilidades representa el grueso de la participación pública y es complementado

⁷ La progresividad se entiende aquí, en un sentido general, como una participación estatal proporcionalmente mayor en las rentas acumulativas de estos sectores en los ciclos de auge de precios. Mediante los instrumentos que se mencionan, se busca asegurar una participación estatal progresivamente mayor una vez que los proyectos recuperan sus costos hundidos de exploración e inversión de capital, y alcanzan —y superan— umbrales crecientes en sus tasas de retorno, más allá de los estándares mínimos considerados como categoría de inversión (*investment grade*) normal en la industria minera en otros países con primas de riesgo similares. Instrumentos de esta naturaleza se aproximan a las propiedades teóricas de un impuesto sobre la renta del recurso (*resource rent tax*) que sería neutral frente a las decisiones de inversión. Véase FMI (2010).

en forma marginal por la aplicación de regalías habitualmente basadas en la producción. En algunos países, como Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia y el Perú, parte del ingreso recaudado a través de regalías se distribuye a las regiones productoras y entidades de gobierno subnacionales (en las provincias, departamentos y otros niveles de la administración). La mayor parte del ingreso público minero es captado a través del impuesto a las utilidades y centralizado en el fisco.

En contraste con lo que ocurre en el sector petrolero, en los regímenes fiscales del sector minero en América Latina y el Caribe no se han incorporado instrumentos orientados a asegurar la participación progresiva del Estado en períodos de utilidades extraordinarias⁸. La magnitud y persistencia del último ciclo de precios de los metales ha motivado una creciente atención política hacia el grado de progresividad de la participación de los Estados en las rentas de los sectores exportadores de minerales.

1. Participación estatal en la renta del sector minero durante el período comprendido entre 2000 y 2012

La importancia económica del sector minero y sus aportes fiscales durante el período comprendido entre 2000 y 2012 han variado con el ciclo de precios exhibido por los metales. Para efectos de análisis, conviene dividir este período en tres tramos diferenciados: i) el período comprendido entre 2000 y 2003, anterior al inicio del ciclo de precios; ii) el período comprendido entre 2004 y 2009, en que se produjo el mayor auge del precio internacional de los metales, que alcanzó niveles máximos en 2007 y luego fue interrumpido por la crisis financiera global de finales de 2008 y 2009, y iii) el período comprendido entre 2010 y 2012, posterior a la crisis financiera, en que se manifestó una recuperación de precios y una tendencia reciente a la estabilización en niveles inferiores a los máximos alcanzados previamente, en un rango que va entre el 20% y el 25%.

En el cuadro I.3 se muestra el comportamiento de la renta económica del sector minero y los ingresos fiscales procedentes de dicho sector como porcentaje del PIB durante los tres períodos de análisis. La participación del Estado a través de los ingresos fiscales captados de la actividad minera se muestra como porcentaje del PIB, como porcentaje de los ingresos fiscales totales y como porcentaje de la renta minera estimada, para un conjunto de 15 países de América Latina y el Caribe. A continuación se describen las tendencias que se observan en la evolución de la renta minera y los aportes fiscales del sector.

En América Latina y el Caribe, la renta económica⁹ del sector minero como porcentaje del PIB se triplicó en el período de auge de precios que se extendió entre 2004 y 2009 respecto del promedio registrado en el período previo, comprendido entre 2000 y 2003, pasando de un 0,6% a un 2,1% del PIB regional (Banco Mundial, 2012). Los países en que se produjeron los mayores incrementos de la renta económica estimada del sector minero entre ambos períodos fueron el Perú (donde aumentó del 0,4% al 7,5% del PIB), Bolivia (Estado Plurinacional de) (del 0,1% al 2,4% del PIB), Colombia (del 0,3% al 1,9% del PIB), Chile (del 6,5% al 17,3% del PIB) y el Brasil (del 0,9% al 2,3% del PIB) (véase la primera columna del cuadro I.3).

⁸ 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. En este contrato se incorpora la condición de que una vez que el proyecto haya alcanzado la tasa interna de retorno del 10%, el Estado comenzará a participar con un 28,75% en la utilidad neta. En combinación con la regalía del 3,2% y el impuesto sobre la renta del 25%, este instrumento aproximaría la participación del Estado dominicano en los flujos netos del proyecto a alrededor de un 50%. Se trata del Contrato Especial de Arrendamiento Minero (CEAM) de Pueblo Viejo, que fue enmendado y ratificado en 2009 por ambas cámaras del congreso de la República Dominicana. Mayor detalle puede encontrarse en CEPAL (2011). En general, existen distintas combinaciones de instrumentos fiscales que se aproximan a un impuesto eficiente sobre la rentas generadas por la exportación de recursos naturales (resource rent tax), asegurando la participación progresiva y acumulativa en los beneficios que se producen en los ciclos de bonanza.

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. De esta renta económica del sector se derivan: i) los pagos fiscales que percibe el Estado por concepto de impuestos, regalías y otros tributos; ii) la utilidad privada de las empresas extractivas, y iii) el pago de los factores de producción utilizados más allá de la etapa de extracción, que en su mayoría consisten en remuneraciones a los empleados de las empresas extractivas.

Cuadro I.3
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (15 PAÍSES) Y GRANDES PAÍSES EXPORTADORES
 DE MINERALES: RENTA ECONÓMICA DE LA MINERÍA COMO PROPORCIÓN
 DEL PIB E INGRESOS FISCALES PAGADOS POR EL SECTOR
 COMO PROPORCIÓN DEL PIB, DE LOS INGRESOS FISCALES
 TOTALES Y DE LA RENTA MINERA**
(En porcentajes)

País	Renta minera como porcentaje del PIB ^a			Ingresos fiscales por minería como porcentaje del PIB			Ingresos fiscales por minería como porcentaje de los ingresos fiscales totales			Ingresos fiscales por minería como porcentaje de la renta minera		
	2000-2003	2004-2009 ^c	2010-2012	2000-2003 ^b	2004-2009 ^c	2010-2012 ^d	2000-2003 ^b	2004-2009 ^c	2010-2012 ^d	2000-2003 ^b	2004-2009 ^c	2010-2012 ^d
Argentina ^e	0,1	0,4	0,6	0,1	0,3	0,2	0,5	1,0	1,0	112,8	56,0	25,8
Bolivia (Est. Plur. de)	0,1	2,4	4,9	0,1	0,6	1,3	0,5	2,2	4,2	123,9	27,1	24,5
Minería privada	-	-	-	0,1	0,6	1,0	0,4	1,9	3,4	115,0	23,6	20,2
COMIBOL	-	-	-	0,0	0,1	0,2	0,0	0,3	0,7	8,9	3,5	4,3
Brasil	0,9	2,3	2,6	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	7,8	6,4	9,3
Chile (GMP-10 + CODELCO + ENAMI) ^f	6,5	17,3	16,7	0,9	6,2	4,3	4,3	25,8	19,4	14,4	35,7	25,9
Chile (CODELCO + ENAMI) ^f	-	-	-	0,7	3,8	2,4	3,5	16,0	10,6	11,6	22,2	14,1
Chile (GMP-10) ^f	-	-	-	0,2	2,3	2,0	0,8	9,7	8,8	2,8	13,5	11,7
Colombia (minería + carbón) ^g	0,3	1,9	2,3	0,2	0,4	0,4	0,6	1,6	1,6	23,3	22,9	15,7
Colombia (minería)	0,3	0,9	0,9	0,1	0,2	0,1	0,2	0,6	0,4	23,3	17,7	11,2
Colombia (carbón)	0,0	1,0	1,5	0,1	0,3	0,3	0,4	1,0	1,2	-	27,4	18,4
Ecuador ^e	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guatemala	0,0	0,3	0,9	-	0,0	0,1	-	0,4	0,9	-	12,2	10,8
Guyana	4,2	7,4	14,6	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Honduras ^e	0,1	0,7	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jamaica ^e	1,6	1,8	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
México ^g	0,1	0,4	0,9	0,1	0,1	0,1	0,3	0,8	1,5	129,6	29,5	15,3
Nicaragua ^e	0,1	0,4	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	0,4	7,5	9,0	0,2	1,5	1,5	1,0	8,6	8,3	43,7	20,4	17,2
República Dominicana	0,6	1,8	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suriname	3,4	5,0	9,3	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
América Latina ^{e g}	0,6	2,1	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Australia	1,5	4,2	7,0	-	-	-	-	-	-	-	26,2	-
Canadá	0,2	0,5	0,2	-	-	-	-	-	-	-	36,0	-
Estados Unidos	0,0	0,1	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sudáfrica ^e	0,8	2,5	4,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Banco Mundial, “World Development Indicators (WDI)” 2012 [en línea] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>, para estadísticas de renta minera (en porcentajes del PIB); fuentes oficiales nacionales para ingresos fiscales por minería según disponibilidad en cada país; y Base de datos CEPALSTAT para otras variables.

^a Se considera la renta minera y del carbón en Colombia, México y América Latina. El valor de 2012 se estimó a partir de la renta de 2011 en proporción al índice de precios de metales del FMI (renta minera) y del índice de precios del carbón del FMI (renta carbón).

^b En México solo se considera el período 2002-2003.

^c En Guatemala solo se considera el proyecto Mina Marlin a partir de 2006.

^d En Bolivia (Estado Plurinacional de) y Colombia solo se considera el período 2010-2011.

^e En el PIB de la minería se incluyen los hidrocarburos.

^f Corresponde al PIB minero del cobre desde 2003 en adelante. GMP-10 es la gran minería privada del cobre, en que se incluyen las diez mayores empresas privadas.

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

Este notorio incremento de la renta económica de la minería registrado durante el período comprendido entre 2004 y 2009 se tradujo en un significativo aumento en términos absolutos de los ingresos fiscales provenientes del sector minero. Los países cuyos ingresos fiscales originados en la minería anotaron los mayores crecimientos fueron Bolivia (Estado Plurinacional de) (donde pasaron del 0,1% al 0,6% del PIB), Chile (del 0,9% al 6,2% del PIB) y el Perú (del 0,2% al 1,5% del PIB). Con crecimientos algo menores, les siguen Colombia (del 0,2% al 0,4% del PIB) y el Brasil (del 0,1% al 0,15% del PIB) (véase la segunda columna del cuadro I.3)¹⁰.

Durante el período más reciente, comprendido entre 2010 y 2012, la renta del sector minero ha continuado creciendo a un menor ritmo, llegando a un promedio del 2,6% del PIB regional. Frente a este aumento de la renta minera regional, se esperaría también un incremento de los ingresos fiscales pagados por el sector minero en todos los países. Sin embargo, en el período indicado se observa un estancamiento de los ingresos fiscales mineros en la Argentina, Colombia y el Perú, y una fuerte reducción en Chile, tanto en términos de porcentaje del PIB, como de porcentaje de los ingresos fiscales totales. En el caso de Chile, los ingresos fiscales mineros se redujeron un 30%, desde el 6,2% del PIB (promedio 2004-2009) al 4,3% del PIB (promedio 2010-2012)¹¹. Entre los países estudiados, solo en Bolivia (Estado Plurinacional de), el Brasil, Guatemala y México se registra un aumento de los ingresos fiscales mineros durante el período más reciente.

Al analizar en términos más amplios lo ocurrido en ambos períodos (2004-2009 y 2010-2012), se comprueba que el crecimiento de los ingresos fiscales mineros no guarda una proporción directa con el crecimiento de las rentas mineras. Se observa una evolución heterogénea en los países, que refleja diferencias en la capacidad de respuesta de los respectivos regímenes fiscales para gravar las rentas extraordinarias que se generaron en el ciclo de alza de precios del período comprendido entre 2004 y 2009 y también frente a la desaceleración del crecimiento de la renta minera en el período más reciente, comprendido entre 2010 y 2012.

Por ejemplo, en el caso de Chile, entre los períodos 2000-2003 y 2004-2009 la renta minera se triplicó, pasando del 6,5% al 17,3% del PIB, y los ingresos fiscales se multiplicaron por más de seis, al aumentar del 0,9% al 6,2% del PIB. CODELCO, que genera un tercio de la producción nacional, aportó dos tercios de este aumento del ingreso fiscal, en tanto que la minería privada aportó el tercio restante del ingreso fiscal, a pesar de controlar más del 60% de la producción minera del país. En el período comprendido entre 2010 y 2012, la renta minera estimada de Chile se ha mantenido constante en niveles cercanos al 17% del PIB; sin embargo, los ingresos fiscales han caído un 30%, al pasar del 6,2% del PIB (promedio del período 2004-2009) al 4,3% del PIB (promedio del período 2010-2012), como se indicó antes.

Los ingresos fiscales pagados por la minería, expresados como porcentaje de la renta económica total estimada del sector, son un indicador de la participación que los Estados logran captar del valor económico total generado por el sector minero, por medio de impuestos y regalías (véase la última columna del cuadro I.3).

El porcentaje que los países consiguen como ingresos fiscales del total de la renta minera durante los períodos de auge de precios también es un indicador del grado de progresividad de sus actuales regímenes tributarios. En la práctica internacional, en los regímenes fiscales del sector minero en general no se han

¹⁰ Al comparar el promedio anual de los ingresos fiscales por minería como porcentaje del PIB entre los tres períodos analizados (2000-2003, 2004-2009 y 2010-2012), se observa que los ingresos fiscales aumentaron en el Estado Plurinacional de Bolivia del 0,10% al 0,64% y luego al 1,61% del PIB, respectivamente; en el Brasil, del 0,07% al 0,15% y al 0,24% del PIB; en Colombia, del 0,17% al 0,43% y al 0,44% del PIB; en México, del 0,07% al 0,11% y al 0,14% del PIB, y en el Perú, del 0,39% al 2,05% y al 2,24% del PIB. Los ingresos fiscales por minería han pasado a ser significativos en Guatemala (0,1% del PIB) solo durante el último período 2009-2012.

¹¹ Como resultado de la coyuntura del período 2010-2012, en Chile los aportes fiscales de la empresa estatal CODELCO se redujeron casi un 40% y los de la minería privada un 16%. Se requiere mayor análisis para explicar este resultado, pero algunos de los factores asociados serían el aumento de costos que ha experimentado la actividad minera en ese país (por ejemplo, debido al alto costo de la energía, entre otros) y la disminución de las leyes del mineral en algunos yacimientos. Sin embargo, Chile continúa registrando la mayor renta minera (un 16,7% del PIB) entre todos los países de la región.

incorporado instrumentos fiscales diseñados para capturar rentas extraordinarias en períodos de auge de precios. Tampoco es común en el sector minero la participación directa del Estado a través de empresas públicas.

A nivel internacional se observa que los países petroleros tienden a lograr niveles más altos de este indicador (ingresos fiscales pagados por el sector como porcentaje de su renta económica), de entre un 65% y un 75%, en comparación con los países mineros, donde se registran niveles de entre un 30% y un 35%. Esta tendencia general refleja una mayor participación directa del Estado en la producción a través de empresas petroleras públicas y mixtas, así como el mayor desarrollo relativo que han tenido los regímenes fiscales petroleros en el diseño de instrumentos fiscales y tipos contractuales que aseguran una mayor progresividad de la participación del Estado en la renta del sector¹².

Durante el período de mayor auge de precios (de 2004 a 2009), se observó que en los países con mayor tradición minera de la región se logró aumentar la participación, en términos de ingresos fiscales percibidos, hasta porcentajes de apropiación de entre un 27% y un 35% de la renta económica total estimada del sector¹³; fue el caso de Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile y el Perú en minería metálica, y Colombia en minería del carbón¹⁴. Estas proporciones están dentro del rango que se registra en este mismo indicador en países mineros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) como Australia (26%) y el Canadá (36%). En Chile se alcanzó un 35,7% de participación del Estado en la renta económica estimada del sector durante este período, proporción en la que fue fundamental el aporte fiscal de la empresa estatal CODELCO, de un 22,2%, que casi duplicó el aporte de la gran minería privada, en que se incluyen las diez mayores compañías privadas (GMP-10), que fue del 13,5% restante¹⁵.

En el Brasil, Guatemala y Honduras, dentro del grupo de países analizados, los ingresos fiscales captados solo alcanzaron rangos cercanos o incluso inferiores al 10% de la renta minera, lo que representa menos de la mitad del promedio alcanzado en la mayoría de los países mineros. Esto sugiere que existe espacio para ajustar los actuales marcos fiscales que se aplican al sector y llevar los porcentajes de apropiación pública de las rentas generadas a niveles más cercanos al promedio internacional.

Antes del inicio del auge de precios en 2003, en todos los países analizados el porcentaje de participación en la renta económica del sector minero era en promedio inferior al 20%, con la excepción de Colombia, donde se registraba un 23,3%, principalmente por la contribución de la minería de carbón, que tiene una dinámica de precios muy distinta a la minería metálica.

¹² La Iniciativa para la transparencia en las industrias extractivas (EITI) publica los pagos recibidos por los gobiernos y los realizados por las industrias extractivas (minería, petróleo y gas) en los países miembros que voluntariamente se han adherido a esta organización. Una revisión de los datos publicados por la EITI para 29 países miembros (incluidos 19 africanos, 4 asiáticos, el resto de Europa, Oriente Medio y Oceanía, y Perú como único país de América Latina y el Caribe) permite corroborar que, en general, los Estados logran captar un mayor porcentaje de la renta económica total del sector de hidrocarburos, que de la renta económica total del sector minero.

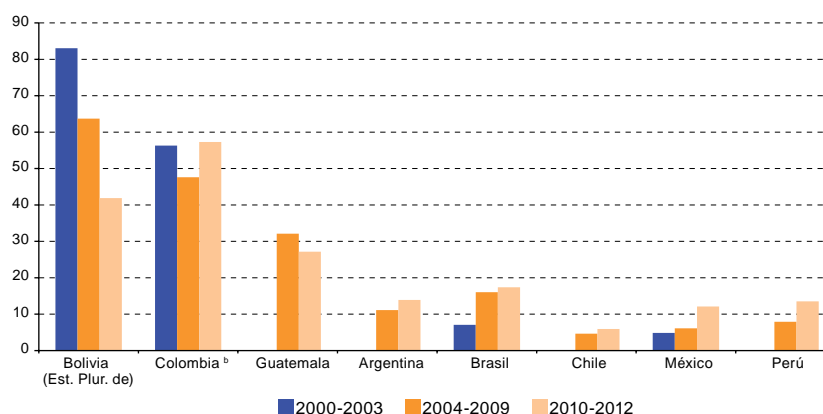
¹³ La renta económica estimada para el sector corresponde a la estadística “renta minera” (como porcentaje del PIB) publicada por el Banco Mundial en su base estadística World Development Indicators (WDI). Según el conjunto de fuentes consultadas, el promedio internacional (benchmark) de este indicador estaría alrededor del 30% al 33% de participación estatal en la renta total del sector. Como aproximación a un promedio internacional se utilizaron datos publicados por PriceWaterhouseCoopers (2011) sobre impuestos y regalías pagados por las diez empresas mineras más grandes del mundo, utilidades declaradas y pago de factores (empleados) entre 2005 y 2010. La sumatoria de impuestos pagados, utilidades declaradas y pago de empleados constituye una aproximación a la renta económica del sector. Para estas diez mineras más grandes del mundo, los impuestos pagados como porcentaje de esta renta estimada se mantienen en promedio alrededor del 33% en el período comprendido entre 2005 y 2010.

¹⁴ Los ingresos fiscales por minería (excluido el carbón) en Colombia solo lograron capturar un 17,7% de la renta económica estimada durante el período 2004-2009.

¹⁵ La contribución de CODELCO es aún más significativa si se considera que la empresa estatal aporta casi dos tercios de la participación del Estado en la renta económica del sector, siendo responsable de solo un tercio de la producción de cobre del país.

Algunos países, entre ellos Chile y el Perú, reaccionaron al auge de precios del período comprendido entre 2004 y 2009 mediante la introducción del pago de regalías, buscando instrumentos adicionales para complementar la recaudación lograda a través del impuesto a las utilidades declaradas por las empresas mineras. En la mayoría de los países los ingresos por concepto de regalías han representado una contribución marginal del aporte fiscal total del sector minero: cercana al 5% en el caso de Chile; de alrededor del 10% en la Argentina, México y el Perú, y alrededor del 15% en el Brasil (véase el gráfico I.9). Solo en Bolivia (Estado Plurinacional de) y Colombia el aporte fiscal de las regalías es más importante y llega a una proporción de entre el 40% y el 50% del total.

Gráfico I.9
AMÉRICA LATINA (8 PAÍSES): PARTICIPACIÓN DE LAS REGALÍAS EN EL TOTAL DE INGRESOS FISCALES POR MINERÍA (IMPUESTOS Y REGALÍAS) A, 2000-2003 A 2010-2012
(En porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de estadísticas fiscales oficiales de los países.

^a Participación calculada como el porcentaje que representan las regalías respecto de la suma de impuestos y regalías.

^b Corresponde a la minería excluido el carbón.

Aun en presencia de estas ineficiencias en los regímenes fiscales aplicados al sector minero en la región, su importancia como fuente de ingresos fiscales para los Estados aumentó sostenidamente durante la última década. En todos los países estudiados el aporte de la minería a los ingresos fiscales en el período comprendido entre 2004 y 2009 se multiplicó hasta cuatro y cinco veces, en relación con el aporte medio registrado en el período comprendido entre 2000 y 2003.

Los ingresos fiscales pagados por el sector expresados como porcentaje de los ingresos fiscales totales del gobierno son un indicador de la importancia del sector minero como fuente de ingresos fiscales para los Estados y señalan también el grado de vulnerabilidad fiscal de los países frente a los ciclos de precios de la actividad minera (véase la tercera columna del cuadro I.3).

En el período más reciente comprendido entre 2010 y 2012, la tendencia ha sido a la estabilización del aporte fiscal minero como porcentaje de los ingresos fiscales totales, en el caso del Perú (alrededor del 12%), Colombia (1,6%) y la Argentina (1,0%). En ese mismo período, en comparación con el período anterior (2004-2009), el promedio de los ingresos fiscales provenientes de la minería como porcentaje de los ingresos fiscales totales continuó aumentando en Bolivia (Estado Plurinacional de), del 2,2% al 4,2%; en el Brasil, del 0,5% al 0,8%; en Guatemala, del 0,4% al 0,9%; y en México, del 0,8% al 1,5%. Si bien este crecimiento se inicia en niveles relativamente bajos, refleja la creciente importancia que está adquiriendo el sector minero como fuente de recaudación fiscal en esos países.

2. Lecciones normativas que se derivan de estos resultados

El ciclo de precios del período comprendido entre 2004 y 2009 puso en evidencia la ineficiencia de los actuales regímenes fiscales mineros para asegurar una participación progresiva del Estado en la renta minera durante los períodos de auge de precios. El hecho de que el principal instrumento de participación estatal sea el impuesto a las utilidades declaradas por las empresas mineras resalta la relevancia que tiene para los gobiernos contar con mecanismos independientes e indicadores específicos, mediante los cuales sea posible transparentar la rentabilidad y los costos del sector frente a los ciclos de precios. Esto constituye una materia pendiente en la mayoría de los países. La existencia de una empresa estatal que pueda servir de testigo para transparentar rentabilidades y costos contribuiría a cubrir parcialmente esta necesidad.

En líneas generales, los regímenes fiscales del sector minero no se encontraban preparados para gravar progresivamente las rentas extraordinarias generadas durante el ciclo de alza de precios del período comprendido entre 2004 y 2009. En el Perú, por ejemplo, antes del inicio del ciclo de precios se habían introducido en los contratos de concesiones mineras cláusulas de estabilidad tributaria que redujeron la capacidad de reacción. En años recientes, diversos organismos internacionales, y en particular el Fondo Monetario Internacional (FMI), han recomendado a los gobiernos estudiar la posibilidad de hacer ajustes a su marco fiscal para incluir instrumentos que aseguren una mayor progresividad de la participación del Estado, por ejemplo, instrumentos que se aproximen a las propiedades de un impuesto en que la participación del Estado es creciente en el flujo de renta acumulativa del proyecto una vez que este cubre, y supera, las tasas internas de retorno normales para la industria (es decir, que se aproximen a las propiedades de un *resource rent tax*¹⁶).

Los países deberían avanzar hacia una mayor integración y coordinación regional de acciones para introducir innovaciones progresivas al régimen fiscal y armonizar los términos aplicados a las inversiones mineras. En vista del enorme potencial de expansión que el sector minero presenta en la región para las próximas décadas, lograr una mayor progresividad de la participación del Estado en este desarrollo se convierte en un objetivo esencial y una tarea pendiente para los países; a ello se suma la necesidad de construir marcos de cooperación entre los países receptores de inversión minera, para evitar la competencia fiscal perversa que actúa en sentido contrario a estos objetivos y que surge cuando se mantienen en pie regímenes relativamente más laxos que el promedio internacional, que ya cumplieron su propósito y que no se adecuan al nuevo entorno del sector minero en la región.

En el caso de Chile, si se examinan las participaciones relativas de la empresa estatal y de la minería privada en los aportes fiscales del sector, se advierte que la estrategia de contar con una empresa estatal parece haber sido determinante en ese país para alcanzar mayores porcentajes de participación pública en la renta económica del sector. También se observa la importancia de contar con algún mecanismo público que tenga la capacidad de transparentar las rentabilidades y costos del sector como empresa testigo, en particular bajo los regímenes actuales, basados principalmente en el impuesto a las utilidades corporativas. Frente a la importancia de estas funciones para alcanzar los resultados que exhibe Chile, se observa un rezago preocupante de la dinámica de inversión de CODELCO en comparación con la de las grandes mineras privadas, que de mantenerse redundaría en una pérdida de participación de la empresa estatal en la producción nacional de cobre a mediano y largo plazo, y en la consecuente pérdida de su capacidad para seguir desarrollando dichas funciones. Esta tendencia es contraria al objetivo de lograr una mayor participación pública en la renta minera, ya que CODELCO es responsable por la mayoría del aporte fiscal de la actividad minera en Chile. La incapacidad de asegurar un perfil de inversión óptimo, con la consiguiente reducción de competitividad de la empresa estatal, es un síndrome que aqueja con frecuencia a las empresas estatales petroleras de la región.

¹⁶ Un tratamiento detallado del instrumento *resource rent tax* (RRT) puede encontrarse en FMI (2010) y recomendaciones más recientes sobre el tema, en FMI (2012a) y FMI (2012b).

Bibliografía

- Banco Mundial (2012), “World Development Indicators (WDI)” [en línea] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2012), “Panorama y aporte fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella y J. Lardé, Santiago de Chile, inédito.
- _____(2011), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2010* (LC/G.2494-P), Santiago de Chile, mayo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.11.II.G.4.
- _____(2010), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2009* (LC/G.2447-P), Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.10.II.G.4.
- FMI (Fondo Monetario Internacional) (2012a), “Macroeconomic Policy Frameworks for Resource Rich Developing Countries”, 24 de agosto [en línea] <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/082412.pdf>.
- _____(2012b), “Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation. Fiscal Affairs Department”, 15 de agosto [en línea] <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>.
- _____(2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Washington, D.C.
- Otto, James (2004), *Comparative International Tax Regimes*, vol. 50, Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
- Otto, James y otros (2007), “Royalties mineros, un estudio global de su impacto en los inversionistas, el gobierno y la sociedad civil”, Santiago de Chile, *Foro en Economía de Minerales*, vol. IV, Ediciones Universidad Católica de Chile/Banco Mundial, marzo.
- PricewaterhouseCoopers (2011), “Mine 2011: the game has changed. Review of global trends in the mining industry” [en línea] www.pwc.com/mining.
- Sánchez-Albavera, Ricardo y Jeannette Lardé (2006), “Minería y competitividad internacional en América Latina”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 109 (LC/L.2532), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), junio.

Capítulo II

EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS EN LOS PAÍSES DE LA CELAC: TENDENCIAS Y EVOLUCIÓN RECIENTE

A. INTRODUCCIÓN

En la región se observa una variedad de formas de organización del sector de producción de petróleo y gas natural. En los años noventa, países como la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), el Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de) promovieron la participación privada en las actividades de exploración y producción, así como reformas al régimen de transporte, refinación y distribución. En la última década estos países han avanzado hacia un mayor control estatal del sector de los hidrocarburos, incluidos el control de precios, la renegociación contractual, la nacionalización de activos y el fortalecimiento del rol de la empresa estatal en la organización del sector, entre otros aspectos.

En México, desde la nacionalización del sector en 1938, el monopolio de toda la actividad lo tiene la empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX), 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 otras. En el marco de la reforma energética iniciada en 2008, que se complementa a partir del anunciado Pacto por México de 2012, se espera que el control estatal sobre la empresa y el sector se mantenga, y que se promueva una modernización de la industria a través de una mayor inversión privada en capital y tecnología.

En el Perú, el Brasil y Colombia se mantiene, desde 1993, 1997 y 2004, respectivamente, una política de liberalización de precios, fomento a la competencia e inversión extranjera directa en el sector de los hidrocarburos, regulada por una autoridad nacional rectora. Las rondas de licitación y adjudicación de áreas permiten la participación tanto de las empresas petroleras estatales (entre ellas, la brasileña Petrobras y la colombiana Ecopetrol) como de las empresas privadas.

En general, los países con tradición exportadora o una prospectiva geológica favorable en escenarios de precios altos —como los que han prevalecido a partir de 2003— han tendido hacia un mayor control estatal. Por el contrario, los países importadores con necesidades de desarrollar su industria y atraer inversión se han inclinado por la liberalización del sector.

Debido a su limitada dotación de recursos, muchos de los países de Centroamérica y el Caribe emprendieron estrategias tendientes a la búsqueda de una mayor integración regional, acceso a mercados y seguridad en el suministro energético a través de acuerdos e iniciativas políticas y comerciales como la Comunidad del Caribe (CARICOM) o el programa PETROCARIBE.

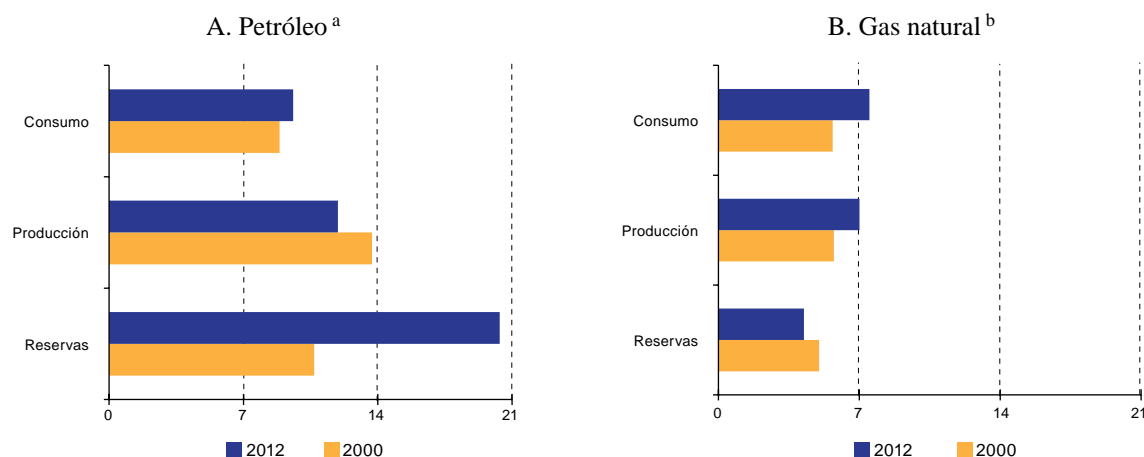
En la práctica, tanto los países que controlan los recursos y las reservas como las empresas petroleras que poseen la tecnología y el capital, lejos de actuar unilateralmente, interactúan en un mercado global que resulta ser a todas luces incierto, dinámico y competitivo. En este contexto internacional y frente a una constante volatilidad de precios, los gobiernos buscan conciliar distintos objetivos, que van desde maximizar su apropiación de renta petrolera hasta atraer inversiones para desarrollar el sector, pasando por lograr el abastecimiento del mercado interno y una producción eficiente de hidrocarburos, entre otras metas de política. A continuación se examina la posición relativa de la región a nivel mundial en cuanto a acumulación de reservas, producción, consumo, comercio y fiscalidad de los hidrocarburos.

B. RESERVAS, PRODUCCIÓN, CONSUMO E INDICADORES DE TENDENCIA

1. América Latina y el Caribe en el contexto mundial

Según cifras de 2012, América Latina y el Caribe es la segunda zona del mundo con mayor cantidad de reservas petroleras (después de Oriente Medio) y concentra una proporción superior al 20%. El crecimiento de las existencias de petróleo y gas natural a partir de 2008 se debió a la certificación de reservas en el marco del proyecto Magna Reserva, en la faja del Orinoco, por parte de la República Bolivariana de Venezuela, y a exploraciones exitosas en el Brasil, Colombia y el Ecuador, principalmente (véase el gráfico II.1).

Gráfico II.1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PARTICIPACIÓN EN LOS SECTORES DEL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL, 2000 Y 2012
 (En porcentajes del total mundial)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* y *Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a En 2012, el consumo y la producción regional de petróleo fueron de 8,6 millones y 10,3 millones de barriles al día, respectivamente, y las reservas probadas de 339.700 millones de barriles. En la producción y las reservas se incluyen los líquidos del gas natural.

^b En 2012, el consumo y la producción regional de gas natural seco fueron de 24.000 millones y 22.700 millones de pies cúbicos al día, respectivamente, y las reservas probadas de 281 billones de pies cúbicos.

Las reservas gasíferas regionales perdieron relevancia en el mundo en la última década, al situarse en un 4%. Regiones como América del Norte, Asia Central y Oriente Medio fueron las de mayor crecimiento. En cuanto a los países, cabe destacar a los Estados Unidos —con sus reservas probadas de gas no convencional—, Turkmenistán y Qatar.

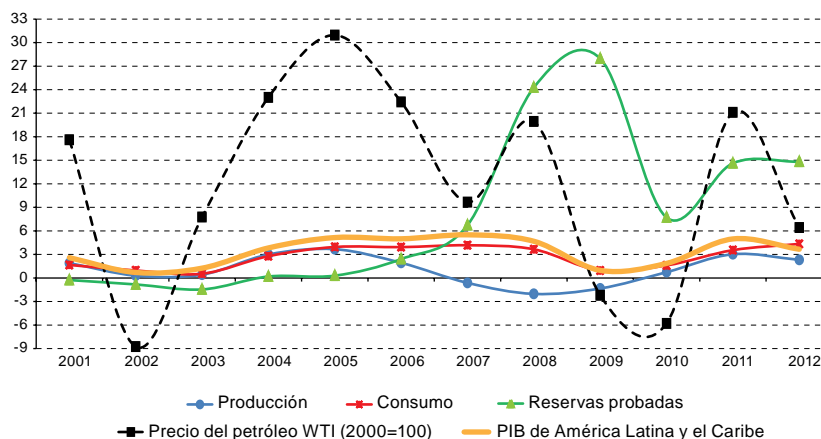
En los últimos años ha ido creciendo la producción regional y mundial de hidrocarburos. Sin embargo, América Latina y el Caribe ha perdido protagonismo en la producción de petróleo, frente a regiones como América del Norte, Europa Oriental, Asia Central y África, en las que una mayor actividad de desarrollo permitió incrementar la producción en yacimientos de arenas bituminosas en el Canadá y otros como los de Kashagán (Kazajstán), Sajalín (Federación de Rusia) o Girassol y Mondo I (Angola). Esta pérdida de importancia relativa de la región no se ha verificado, en todo caso, en la producción de gas natural¹.

¹ Tanto a escala mundial como de América Latina se observa una paulatina sustitución de combustibles sólidos primarios por gas natural que, al ser menos contaminante, tiene un impacto mucho más moderado sobre el medio ambiente (véase el gráfico A.1 del anexo).

La evolución del mercado del petróleo a partir de 2003 se ha caracterizado por un rápido crecimiento de la demanda en los mercados emergentes (como China y la India), lo que, junto a las restricciones de oferta, ha empujado los precios del petróleo al alza, hasta la cota de 100 dólares por barril que se alcanzó a mediados de 2008². La crisis económica mundial declarada en ese momento ocasionó en América Latina y el Caribe una disminución temporal de la actividad del sector, acompañada por una contracción del consumo y de la producción cercana al 1% en 2009³.

Sin embargo, en general, el aumento de los precios internacionales influyó de modo diferenciado en la oferta y la demanda de hidrocarburos de los países de la región. En el caso de la oferta, los precios indujeron a una actividad exploratoria y de producción moderada en el patrón mundial⁴. Esto permitió aumentar la oferta, aunque de forma limitada, para hacer frente al crecimiento de la demanda. En el segundo caso, la lenta respuesta de la demanda ante el alza de precios puede relacionarse con los niveles de subsidio de los carburantes que se mantienen en algunos países de la región. Desde 2004, el crecimiento medio del consumo, cercano al 3%, así como su correlación con el correspondiente incremento del PIB, fue mayor que el aumento de la producción (véanse los gráficos II.2 y II.3).

Gráfico II.2
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: TASA DE VARIACIÓN DE LAS RESERVAS, LA PRODUCCIÓN
 Y EL CONSUMO DE HIDROCARBUROS ANTE EL CRECIMIENTO ECONÓMICO
 Y LA EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS, 2001-2012^a**
 (En porcentajes del promedio móvil de dos años)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* y *Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; y CEPALSTAT [en línea] <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>.

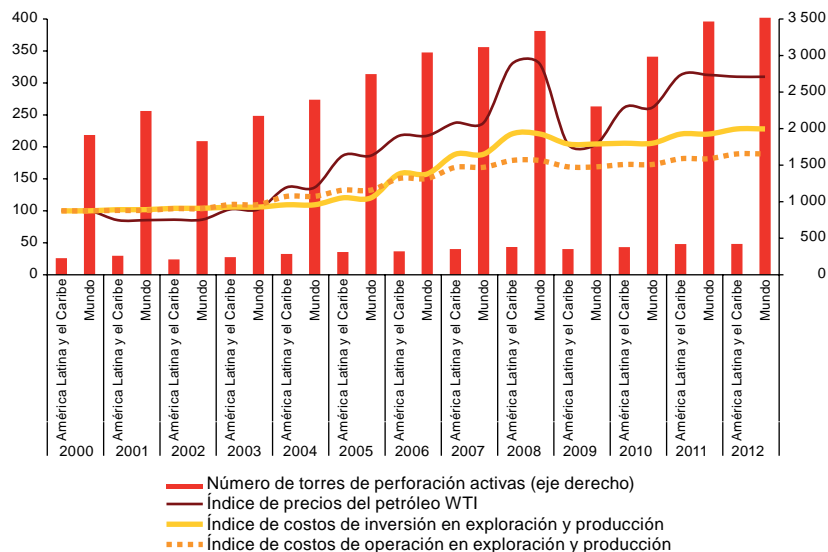
^a Se incluye petróleo y gas natural, este último con un factor de conversión de 5.800 pies cúbicos por barril equivalente de petróleo. Se usa el precio del petróleo de referencia West Texas Intermediate (WTI) en términos constantes de 2000, cuyo valor en términos corrientes fue deflactado por el índice de precios al consumidor estadounidense para consumidores urbanos (CPI-U).

² Existe evidencia de que los aumentos de precios estarían relacionados a su vez con una mayor presencia de inversores financieros en los mercados de materias primas, en una práctica denominada “financiarización”, situación que además de contribuir a la distorsión de los mercados a través de una mayor volatilidad, impone costos adicionales de cobertura financiera y genera riesgos e incertidumbres relativos a la generación de burbujas especulativas. En este sentido, es necesario contar con mayores niveles de transparencia y fortalecimiento regulatorio en los mercados financieros internacionales.

³ El difícil entorno de financiamiento, el descenso de los precios del petróleo y el crecimiento de los costos de inversión y operación pudieron haber ocasionado un aumento de la tasa de declinación de la producción en los campos y una postergación, cancelación o reducción de los planes de inversión de exploración y desarrollo de al menos un 15% respecto del año anterior (AIE, 2009).

⁴ En la región, la velocidad de respuesta de la contratación de equipos y torres de perforación ante cambios en el precio podría ser menor que la de otras regiones y países del mundo.

Gráfico II.3
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y EL MUNDO: EVOLUCIÓN DE PRECIOS, COSTOS
 Y ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS, 2000-2012^a**
 (En números e índices con base 2000=100)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Baker Hughes, “International rig counts”, 2013 [en línea] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; IHS, “IHS-CERA: Capital Costs”, 2013 [en línea] <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>.

^a El número de torres de perforación corresponde al promedio de torres para petróleo y gas natural activas, independientemente de si son de pozos exploratorios o de producción. En los índices de costos de operación e inversión se consideran los costos nominales de una cartera de proyectos de exploración y producción representativos a nivel mundial.

El menor crecimiento de la oferta petrolera respecto de la demanda regional puede ocasionar un problema de suministro y seguridad energética y conducir a una disminución del volumen disponible para exportaciones a futuro. Asimismo, en aquellos países cuyo gasto fiscal está muy ligado al ingreso por hidrocarburos, podría aumentar el riesgo de déficit fiscal, de aumento del endeudamiento interno-externo y de reducción de las reservas internacionales netas.

Por otra parte, tanto en los costos de inversión como en los de operación y mantenimiento se observa una clara tendencia al alza después de 2004 (véase el gráfico II.3). Este aumento no fue compensado por el alza de precios en la misma medida que en el sector minero, en que superó con creces el incremento de los costos de explotación y procesamiento de minerales⁵.

En los últimos años el mercado del gas natural se ha dissociado del mercado petrolero. En los Estados Unidos, lo que podría llamarse la revolución del gas no convencional (gas de esquisto o *shale gas*) se encuentra en pleno apogeo y se ha traducido en precios equivalentes a un tercio de los que se pagan en Europa y Asia. La demanda de gas natural se recuperó por encima de los niveles anteriores a la crisis financiera en las principales regiones; el arbitraje mundial del gas natural podría propiciar la unicidad en precios y en la forma de cotización del recurso en mercados de gas cada vez más comunes, a medida que el comercio mundial aumente y las limitantes en torno al transporte disminuyan⁶.

⁵ Esta situación contribuyó a que en la región el incremento de la renta económica del sector de hidrocarburos fuese menor al registrado en el sector minero, lo que ocasionó que la proporción del valor del primero respecto del segundo disminuyera de nueve veces a dos al cabo de la última década (Banco Mundial, 2013).

⁶ Mayores costos de transporte de gas natural licuado ante una eventual demora de la ampliación del Canal de Panamá, restricciones al tránsito de buques metaneros o altos costos de inversión en gasoductos, lo que implica la suscripción de contratos de provisión de largo plazo, podrían representar limitantes a la flexibilidad del mercado.

Los mercados de energía están atravesando uno de los períodos más inciertos de las últimas décadas, debido a las repercusiones que está teniendo la denominada primavera árabe en los procesos de exploración y producción, y las consecuencias macroeconómicas de la crisis de la zona del euro. El repunte de precios a partir de 2010 coincide con los problemas políticos de los países árabes, especialmente Egipto, Libia y la República Árabe Siria. Sin embargo, obedece también a factores estructurales que actúan en forma conjunta con la coyuntura política: la presión de la creciente demanda de China, el probable aumento de la demanda para generación eléctrica (por una menor participación de las centrales nucleares) y el aumento de los costos de producción petrolera⁷.

2. Reservas

En la industria se utilizan dos definiciones del concepto de reserva, determinística y probabilística. Son complementarias y su estimación se realiza en función de condiciones geológicas, tecnológicas, económicas y legales. Para que un recurso sea considerado reserva y esté catalogado como reserva probada, el desarrollo y la explotación de la producción a lo largo de la vida del reservorio tienen que ser rentables y comercialmente atractivos para el Estado o la empresa petrolera. Esta rentabilidad, además de depender de los precios de venta y los costos de inversión y operación, está sujeta a las condiciones legales vigentes, que afectan tanto los contratos de exploración y producción como los contratos de comercialización y el régimen fiscal en materia de impuestos y regalías, entre otros aspectos. El proceso de acumulación de reservas y su posterior certificación se concretan a partir del descubrimiento de recursos en exploraciones de yacimientos —asociadas principalmente a actividades de prospección sísmica, gravimetría, estratigrafía y perforación de pozos exploratorios, entre otras— con arreglo a las condiciones técnico-económicas y legales ya mencionadas⁸.

Con las excepciones del Brasil, Colombia, el Ecuador, el Perú y Venezuela (República Bolivariana de), se observó en la región una disminución de las reservas. En México, que en el año 2000 contaba con un total de reservas superior a 25.000 millones de barriles equivalentes de petróleo, al cabo de una década se registró una disminución de más del 45%, situación muy parecida a lo ocurrido en la Argentina y en Bolivia (Estado Plurinacional de).

La República Bolivariana de Venezuela fue en 2012 el país que contó con la mayor cantidad de reservas de petróleo (298.000 millones de barriles) y de gas natural (196 billones de pies cúbicos), incluso por delante de la Arabia Saudita. El proyecto Magna Reserva, iniciado en 2005, y su implicancia en cuanto a la división de la región del Orinoco en 27 bloques, permitió cuantificar y certificar los importantes recursos *in situ* del área, que después de ocho años se tradujeron en el aumento de más del 270% de los niveles de reservas petroleras (véase el gráfico II.4). Sin embargo, según algunos analistas este aumento se debió más a una certificación de reservas de recursos de petróleo extrapesado ya existentes que a una actividad exploratoria particularmente exitosa (Fundación Bariloche, 2012).

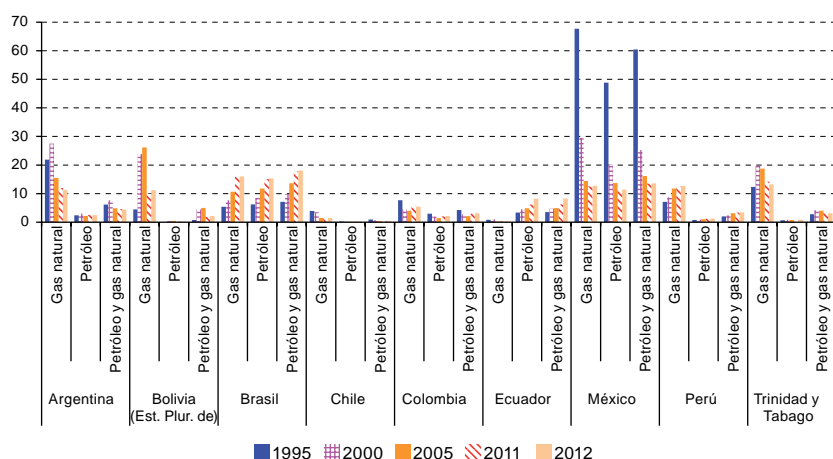
⁷ Por ejemplo, el 5 de mayo de 2011 el precio del petróleo Brent cayó 10 dólares en un día. Ningún analista diría que esa caída se debió a razones estructurales, a profundas modificaciones en el costo de exploración o al agotamiento (en unidades físicas) del recurso sobre la base de la curva de Hubbert. De hecho, no se ofreció ninguna de esas explicaciones. La caída se atribuyó a algo en principio tan ajeno al mercado del petróleo —aunque relativamente, si se considera su efecto sobre la recuperación económica y la demanda agregada— como la previsión de que el Banco Central Europeo no subiría las tasas de interés, con lo que presumiblemente se frenaría el persistente aumento del euro frente al dólar.

⁸ Además de que las reservas se pueden incrementar debido a nuevos descubrimientos, la contabilidad petrolera moderna sugiere que esta variable de *stock* puede aumentar o disminuir anualmente debido a otras variables de flujo. Por lo tanto, deben considerarse las revisiones de estimaciones previas (por ejemplo, cuando existe una mayor certeza con respecto a variables como precios, costos, porosidad del reservorio o tasa de recuperación), las técnicas de recuperación mejorada (que incluyen actividades de inyección de gas natural o CO₂ al reservorio), el saldo neto de compraventa de reservas (al comprar o vender derechos, participaciones o concesiones en propiedades o áreas petroleras) y la producción durante el año.

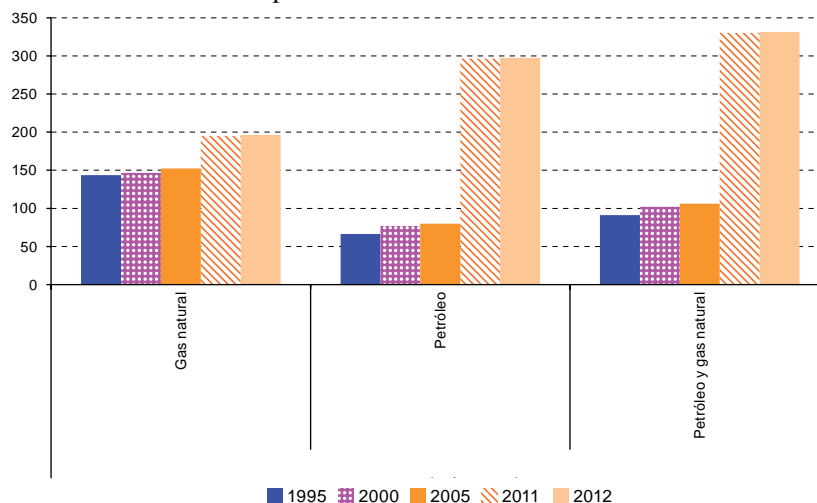
Gráfico II.4
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): RESERVAS DE PETRÓLEO
 Y GAS NATURAL, 1995-2012^a**

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

A. Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Perú y Trinidad y Tabago



B. República Bolivariana de Venezuela



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* y *Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, *World Oil and Gas Review, 2012* [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

^a A finales de cada año. En el caso del gas natural, se considera un factor de conversión de 5.800 pies cúbicos por barril equivalente de petróleo.

En el caso del Brasil, para la estimación de reservas no se toma en cuenta la totalidad de los recursos del presal brasileño descubierto en 2007 en el campo de Tupi ni otros del reservorio de Santos. Se estima que en conjunto estos recursos ascenderían a 50.000 millones de barriles equivalentes de petróleo, que de considerarse como reservas en el futuro casi triplicarían las actuales (véase el recuadro II.1).

Recuadro II.1
EL PRESAL BRASILEÑO

En 2007, la compañía estatal de petróleos del Brasil (Petrobras) anunció el descubrimiento de sustanciales recursos de petróleo y gas natural en reservorios ubicados bajo una capa impermeable de sal en el litoral del país, depositados hace 150 millones de años. Estas características, además de definir el nombre de “presal” para este tipo de reservorios, ponen en evidencia el desafío que representa su exploración y explotación, considerando que la extracción requiere la perforación marítima a más de 3.000 metros a través de agua, roca y más de 1.500 metros de sal, en actividades a 300 kilómetros de la costa.

Se estima que los recursos recuperables suman alrededor de 50.000 millones de barriles equivalentes de petróleo, dentro de un área de 149.000 kilómetros cuadrados que se extiende a lo largo de tres cuencas, Santos, Campos y Espírito Santo.

Hasta 2011, más del 30% del área del presal había sido sujeta a concesión mediante rondas de licitación y transferida mediante cesión onerosa a Petrobras para su exploración y desarrollo, y el porcentaje remanente del área sería ofrecido en rondas futuras. A continuación se presentan algunas características de los bloques del área del presal.

CARACTERÍSTICAS DE LOS BLOQUES DEL ÁREA DEL PRESAL

Bloques	Volumen recuperable de petróleo y gas natural (en miles de millones de barriles equivalentes de petróleo)	Forma de adjudicación	Año	Socios	Declaratoria de comercialidad
Lula (Tupi), Cernambi	8,3	Ronda de licitación	2000	Petrobras 65%, BG 25%, Galp 10%	Diciembre de 2010
Iara	3,0 a 4,0	Ronda de licitación	2000	Petrobras 65%, BG 25%, Galp 10%	
Sapinhoá y Carioca	2,1	Ronda de licitación	2000	Petrobras 45%, BG 30%, Repsol 25%	Diciembre de 2011
Parque de las Ballenas	1,5 a 2,0	Ronda de licitación	2009	Repsol 35%, Statoil 35%, Petrobras 30%	
Franco	2,0 a 5,5	Cesión onerosa	2010	Petrobras 100%	
Peroba	1,1 a 1,8	Cesión onerosa	2010	Petrobras 100%	
Entorno de Iara	0,6 a 0,8	Cesión onerosa	2010	Petrobras 100%	
Sur y noreste de Tupi	0,5 a 0,7	Cesión onerosa	2010	Petrobras 100%	
Florim	0,1 a 0,4	Cesión onerosa	2010	Petrobras 100%	
Sur de Guará	0,1 a 0,3	Cesión onerosa	2010	Petrobras 100%	
Libra	7,0 a 8,0	Ronda de licitación	2013	Petrobras 40%, Shell 20%, Total S.A. 20%, CNPC 10%, CNOOC 10%	

Fuente: Petrobras, “Pre-sal panorama e oportunidades”, septiembre de 2012 [en línea] <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-rio-oil-and-gas-pre-sal-carlos-tadeu-fraga.htm>, Agencia Nacional de Petróleo (ANP), “Desarrollos en el Pre-Sal brasileño”, documento presentado en la XVII Reunión anual de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE), Santa Cruz, 23-26 de abril de 2013 y Agência Estado, “Sem disputa, Petrobras vence leilão de Libra com Shell, Total e duas chinesas”, 22 de octubre de 2013.

Hasta la fecha, la inversión en el área asciende a cerca de 7.000 millones de dólares y se espera que aumente a 90.000 millones de dólares hasta 2016, según los planes de desarrollo de Petrobras y sus socios. Sin embargo, se considera que para descubrir y desarrollar recursos del orden de 50.000 millones de barriles equivalentes de petróleo —y, por ende, casi triplicar las reservas probadas actuales como resultado de una eventual certificación futura— serían necesarios montos de inversión aún mayores.

La producción diaria del presal ya alcanza los 300.000 barriles de petróleo (un 14% del total nacional) y los 10 millones de metros cúbicos de gas natural (un 21% del total nacional), a lo largo de 13 campos productores que se beneficiaron de infraestructura ya existente de operaciones en aguas profundas. Según las estimaciones de Petrobras, la producción petrolera del presal llegará a 1 millón de barriles al día en 2017 y casi 2 millones en 2020.

En el presal coexisten tres regímenes contractuales: i) el régimen de concesión, que se aplica a los bloques de actual producción que fueron licitados antes de 2007; ii) el régimen de cesión onerosa, que corresponde a las áreas que fueron transferidas a Petrobras por cerca de 42.000 millones de dólares durante el proceso de capitalización de la empresa en 2010, y iii) el régimen de producción compartida, que fue adoptado a partir del nuevo marco legal en 2010 y que se aplicará desde la primera ronda de licitación de bloques exclusivamente del área del presal en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

Tampoco se incluyen los recursos de gas natural no convencional de la región⁹. Una vez que la tecnología, los marcos regulatorios o los acuerdos comerciales posibiliten que las técnicas de fractura hidráulica y de perforación horizontal sean económicas y su disponibilidad permita su desarrollo en la región, países como la Argentina, Colombia o México tendrían la oportunidad de certificar los recursos técnicamente recuperables¹⁰.

A nivel mundial se estima que con el aumento de las reservas de gas no convencional se incrementará su consumo en la matriz energética, hasta llegar incluso a igualar el consumo de petróleo en los próximos 20 años. Asimismo, ese proceso permitirá la formación de precios del gas natural en función de los costos de desarrollo y producción de las reservas, independientemente de la formación y fluctuación del precio del petróleo o de sus derivados considerados como sustitutos. Esta situación ya se observó a partir de 2009, por cuanto la evolución casi constante de los precios del gas natural Henry Hub se desvinculó de las fluctuaciones del precio del petróleo WTI (Bourland y Gamble, 2011).

a) Reemplazo de reservas

El esfuerzo que hacen los países para reemplazar reservas se mide a través del porcentaje de reemplazo de reservas¹¹. Un porcentaje menor que cien implica una reposición de reservas insuficiente (o nula); un porcentaje igual a cien implica una reposición exacta, y uno mayor que cien, una reposición más que suficiente dados los niveles de producción. Lo óptimo es que este indicador sea igual o mayor que cien, de modo que los países no pierdan riqueza ni activos y repongan al menos las reservas en los niveles de producción consumidos.

En teoría cabe esperar que altos precios del petróleo junto con bajos costos unitarios de descubrimiento y desarrollo¹² propicien mayores niveles de reemplazo de reservas. Sin embargo, en la práctica esta relación se verifica de manera disímil a nivel mundial y entre países de la región.

⁹ El gas natural no convencional se encuentra en ubicaciones subterráneas de difícil localización y se caracteriza por un alto costo de producción. Se halla, por ejemplo, en yacimientos impermeables (que necesitan una estimulación máxima y requieren una inversión considerable) o en yacimientos de hidratos. Asimismo, puede provenir de la gasificación *in situ* del carbón. Dentro de la clasificación del gas natural no convencional se encuentran: i) el gas de esquisto, lutita o pizarra (*shale gas*), que es el gas natural que se encuentra en roca sedimentaria detrítica arcillosa, rica en materia orgánica y caracterizada por baja permeabilidad y migración; ii) el gas en arenas compactas (*tight gas*), que es el gas natural que se encuentra en rocas sedimentarias muy compactas de areniscas de grano fino, con cemento calcáreo, ferruginoso o silíceo de baja permeabilidad y migración, y que requiere el uso de técnicas como la fractura hidráulica, y iii) el gas grisú (*coalbed methane*), que es gas natural con prevalencia de metano que se encuentra en los depósitos de carbón (ENI, 2002; AIE, 2012a).

¹⁰ Son los recursos *in situ* descubiertos y no descubiertos recuperables (al margen de los aspectos económicos) con la tecnología actual. Estos recursos se vuelven reservas una vez que son descubiertos y se hacen comerciables. Asimismo, se considera como recurso recuperable remanente la suma de reservas, recursos contingentes y prospectivos (SPE, 2009).

¹¹ La fórmula de cálculo del porcentaje de reemplazo de reservas es:

$$IRR_t = \left(\frac{(R_t - R_{t-1})}{P_t} + 1 \right) * 100 = \left(\frac{(R_{t-1} - P_t + DES_t + REC_t \pm REV_t \pm CRE_t - R_{t-1})}{P_t} + 1 \right) * 100 = \left(\frac{(DES_t + REC_t \pm REV_t \pm CRE_t)}{P_t} \right) * 100$$
,
 donde:

IRR = porcentaje de reemplazo o reposición de reservas.

t = período de tiempo.

R = reservas.

P = producción.

DES = descubrimientos y extensiones.

REC = recuperación mejorada.

REV = revisiones de estimaciones previas.

CRE = compraventa de reservas.

¹² La trayectoria de estos costos está influida por factores opuestos entre sí, como el hecho de que el desarrollo y uso de nuevas tecnologías permite acceder a mayores recursos y menores costos unitarios mientras que el agotamiento de los reservorios aumenta los costos necesarios para descubrir y producir hidrocarburos. Asimismo, se podrían presentar variaciones cíclicas en los costos derivadas de fluctuaciones de corto plazo de los precios del petróleo que afecten la disponibilidad de maquinaria, mano de obra y servicios en la industria.

En el cuadro II.1 se observan los porcentajes de reemplazo de reservas de hidrocarburos en diversas regiones del mundo y países seleccionados de la región en el quinquenio comprendido entre 2008 y 2012, y los costos de inversión unitarios en que se incurrió en el quinquenio comprendido entre 2007 y 2011 para su descubrimiento y desarrollo¹³. Para la información de costos se contó con datos aproximados, disponibles en empresas de auditoría internacional y agencias especializadas¹⁴.

Cuadro II.1
**REGIONES DEL MUNDO Y AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS):
 REEMPLAZO DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL Y COSTO UNITARIO
 DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO**

(En dólares por barril equivalente de petróleo y porcentajes)

		Reemplazo de reservas, 2008-2012 (Porcentajes)		
		Menos de 100	De entre 100 y 200	Más de 200
Costo de descubrimiento y desarrollo, 2007-2011 (Dólares por barril equivalente de petróleo)	Menos de 10			América Latina y el Caribe Oriente Medio Venezuela (República Bolivariana de)
	De entre 10 y 20		América del Norte América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de) Asia y el Pacífico	
		Argentina Bolivia (Estado Plurinacional de) México Trinidad y Tabago	Colombia Perú	Ecuador
	Más de 20		África Europa y Eurasia Brasil	

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; Ernst & Young, *Global Oil and Gas Reserves Study, 2012* [en línea] http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global_oil_and_gas_reserves_study; Agencia Internacional de la Energía (AIE), *World Energy Outlook 2010* [en línea] <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weo2010.pdf>.

¹³ La fórmula de cálculo del costo unitario de descubrimiento y desarrollo es:

$$CDD_t = (G\&G_t + PER_t + PRO_t) / (DES_t + REC_t + REV_t + CRE_t), \text{ donde:}$$

CDD = costo unitario de descubrimiento y desarrollo o costo unitario de reemplazo de reservas.

t = período de tiempo.

G&G = costos exploratorios en geología y geofísica.

PER = costos de perforación en actividades de exploración y desarrollo.

PRO = costo de adquisición de propiedad o áreas con reservas.

DES = descubrimientos y extensiones.

REC = recuperación mejorada.

REV = revisiones de estimaciones previas.

CRE = compra de reservas.

¹⁴ El costo unitario de reemplazo de reservas calculado por la empresa de auditoría Ernst & Young a 2011 correspondió a la inversión quinquenal media en diversas regiones del mundo de las 75 principales empresas privadas y estatales que cumplieron con los requisitos financieros de cotización en bolsa estipulados por la reguladora bursátil estadounidense Comisión de Bolsa y Valores (SEC). La información del Brasil, Colombia y México se aproximó sobre la base de la inversión en la región de las empresas nacionales representativas Petrobras, Ecopetrol y PEMEX, respectivamente. El costo unitario dado por el costo de descubrimiento y desarrollo en su rango medio para América Latina, calculado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) a 2010, sirvió como parámetro para los demás países excepto la República Bolivariana de Venezuela, país para el cual el costo se aproximó mediante el concepto de "crudo extrapesado", que alude a los depósitos de la faja del Orinoco y las arenas bituminosas del Canadá.

El costo varía entre regiones geográficas y por aspectos geológicos presentes en reservorios de tipo específico y ubicación en tierra firme o mar abierto, entre otros aspectos. Costos unitarios dispersos en un rango entre menos de 10 y más de 20 dólares por barril equivalente de petróleo —presentes en regiones como el Oriente Medio y África, respectivamente— no impidieron que el alto precio del crudo, cercano a 90 dólares por barril en el período, coadyuvara a que países como el Irán (República Islámica de) y el Iraq o Angola y Libia reemplazaran exitosamente sus reservas producidas.

En América Latina y el Caribe, el impacto de la República Bolivariana de Venezuela sobre el porcentaje de reemplazo y el costo en la región es evidente, debido a las importantes reservas de crudo extrapesado venezolano certificadas a partir de 2009. Si se excluye al país y sus reservas certificadas, la posición de la región resulta menos favorable, al pasar de un reemplazo más que suficiente con un costo cercano a 10 dólares por barril equivalente de petróleo a uno casi exacto con un costo en torno a 20 dólares por barril equivalente.

También resulta evidente la dispersión existente entre países de la región. La insuficiente reposición de reservas en México contrasta con la costosa reposición mar adentro en el Brasil. Asimismo, países como el Ecuador, Colombia y el Perú presentan porcentajes de reposición más que suficientes en contraste con la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Trinidad y Tabago, que al parecer no lograron aprovechar el auge de precios y los costos medios para acumular reservas.

Esta situación puede deberse a distintos factores, como la revisión de estimaciones previas de reservas en el Estado Plurinacional de Bolivia en 2010, la insuficiente captación de inversión y financiamiento en actividades exploratorias —acentuada por la crisis económica mundial de 2009— y aspectos regulatorios, como el establecimiento de precios de venta fijos en el mercado interno o mayores alícuotas fiscales que influyeron, entre otros factores, en el carácter económico y la valorización de reservas.

b) Abundancia de recursos: relación entre reservas y producción

Tradicionalmente la abundancia de recursos naturales no renovables se mide mediante la relación entre reservas y producción o la duración estimada de las reservas (expresada en el número de años que durarían al ritmo de producción del período en curso). Este indicador y su andamiaje reflejan la situación de abundancia o escasez del recurso petrolífero o gasífero en el tiempo y están influidos a su vez por la evolución de los niveles de reservas y producción¹⁵.

En el último quinquenio, la abundancia del total de hidrocarburos, petróleo y gas natural, de América Latina y el Caribe aumentó hasta llegar a 74 años en 2012, cifra superior al promedio mundial de 56 años, determinada por dos efectos contrarios, el aumento de la abundancia del petróleo y la escasez del gas natural. Sin la certificación del crudo extrapesado de la faja del Orinoco ni del gas natural asociado, es decir, sin la República Bolivariana de Venezuela, la abundancia latinoamericana caería a cerca de 14 años (véanse el cuadro II.2 y el gráfico II.5).

Entre los países considerados de la región, Colombia y Venezuela (República Bolivariana de) ocupan las posiciones extremas de escasez y abundancia de hidrocarburos, con 7 y 277 años, respectivamente. Sin embargo, en los últimos años el incremento de la producción colombiana fue equilibrado con aumentos de reservas, lo que permitió balancear el indicador, aunque en un nivel bajo, por lo que se espera que a futuro los flujos de inversión privada y pública en el país permitan aumentarlo.

Si bien la situación de abundancia de hidrocarburos está determinada principalmente por la existencia de petróleo más que de gas natural, es evidente la escasez de este último. Los países de tradición gasífera, como la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), México y Trinidad y Tabago, tienen como reto aumentar la abundancia de este recurso por sobre su promedio actual de 10 años.

¹⁵ La relación aumentará si el aumento (disminución) de las reservas probadas al inicio del año es mayor (menor) que el aumento (disminución) de la producción del año.

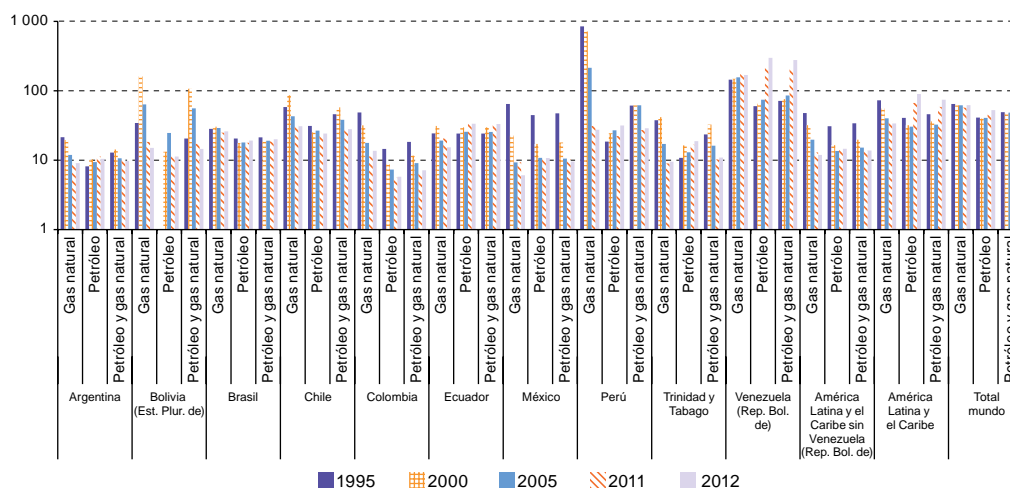
Cuadro II.2
**MUNDO Y AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: EVOLUCIÓN DE LA ABUNDANCIA
 DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 1995-2012^a**
 (En años)

Tipo/región o subregión	1995	2000	2005	2011	2012
Petróleo					
Mundo	41,0	39,7	40,7	45,3	52,6
América Latina y el Caribe	40,6	31,8	30,3	66,6	89,8
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	30,9	16,6	13,6	14,3	14,6
Gas natural					
Mundo	64,6	61,7	61,8	57,1	62,1
América Latina y el Caribe	72,8	55,5	40,2	35,9	33,7
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	47,6	31,9	19,8	12,9	11,9
Total de hidrocarburos					
Mundo	49,1	47,4	48,3	50,0	56,3
América Latina y el Caribe	46,0	36,2	32,5	58,5	74,3
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	33,9	19,7	15,1	13,9	13,8

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013, Statistical Review of World Energy, 2012 y Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a La abundancia se mide como la relación entre reservas y producción o la duración estimada de las reservas, expresada en el número de años que durarían al ritmo de producción del período en curso.

Gráfico II.5
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN
 DE LA ABUNDANCIA DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 1995-2012^a**
 (En años^b)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013, Statistical Review of World Energy, 2012 y Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a La abundancia se mide como la relación entre reservas y producción o la duración estimada de las reservas, expresada en el número de años que durarían al ritmo de producción del período en curso.

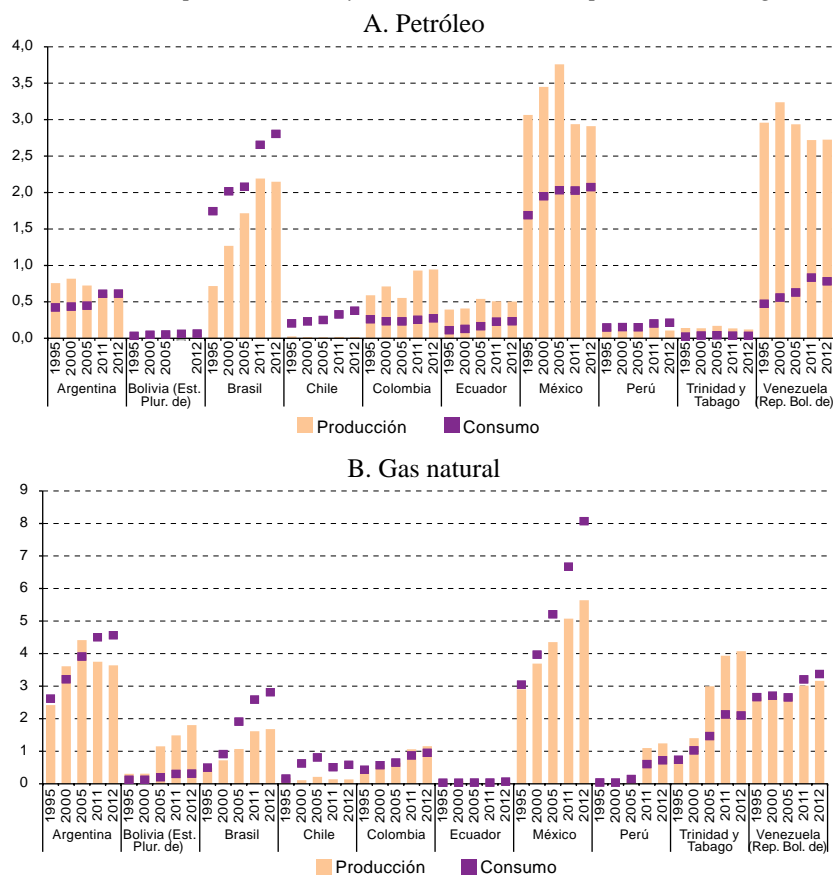
^b Escala logarítmica.

Asimismo, durante la última década el Perú fue el país en que se registró la mayor disminución de la abundancia de gas natural, hasta los actuales 28 años, debido a que las reservas aumentaron menos que la producción, como resultado de la situación propia de la certificación y desarrollo de reservas del bloque Camisea y del incremento de la producción con destino tanto al mercado interno para generación eléctrica como al mercado de exportación por medio de gas natural licuado (GNL).

3. Producción y consumo

México fue el principal productor regional tanto de petróleo (2,9 millones de barriles al día) como de gas natural (5.600 millones de pies cúbicos al día) en 2012. En segundo lugar se ubican la producción petrolera de la República Bolivariana de Venezuela y la producción gasífera de Trinidad y Tabago. A pesar de que los mayores productores han presentado tasas anuales de producción decrecientes, muchos se recuperaron en los últimos años¹⁶. Colombia y el Brasil han tenido éxito al compensar con una mayor producción petrolera la declinación en campos, ya que registraron crecimientos anuales del 9% y el 4%, respectivamente, en el último quinquenio (véase el gráfico II.6).

Gráfico II.6
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 1995-2012
 (En millones de barriles de petróleo al día y miles de millones de pies cúbicos de gas natural al día)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* y *Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, *World Oil and Gas Review 2012* [en línea] <http://www.eni.com>.

¹⁶ La medición de la declinación de pozos o campos se realiza por aproximaciones exponenciales, armónicas o hiperbólicas.

Aparentemente, en el caso del petróleo no fueron suficientes el alza de precios y la mayor actividad de perforación en el Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de) para compensar la caída de la producción en campos maduros, que a su vez estaría condicionada por las cuotas de producción acordadas por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), de la cual estos países son miembros. La postura de la Arabia Saudita, uno de los principales productores mundiales, que cuenta con una influencia significativa en las decisiones de la OPEP, no solo se manifiesta en presiones para moderar la producción, sino también para aumentarla con el fin de estabilizar y disminuir los precios del crudo¹⁷.

Algunos analistas sostienen que un escenario en que los precios lleguen a superar los 100 dólares por barril podría representar la antesala de una recesión económica y, por ende, de una reducción del consumo mundial de petróleo, lo que en el mediano y largo plazo podría poner en peligro los ingresos fiscales de algunos países productores cuyas economías dependen en gran medida de sus materias primas. Por otro lado, precios inferiores a 70 dólares por barril representan un desincentivo a la inversión en proyectos que tienen altos costos de desarrollo y producción, como los de petróleo extrapesado en la República Bolivariana de Venezuela y los de aguas ultraprofundas en el Brasil y México, cuyos costos unitarios se estiman en más de 50 dólares por barril (Bourland y Gamble, 2011)¹⁸.

Otra causa de la disminución de la producción en algunos países puede ser la insuficiencia y la lentitud de la respuesta de la inversión público-privada a los incrementos de precios. Influyen también en esa respuesta las dificultades planteadas por las condiciones tecnológicas y geológicas, tanto por el menor número de yacimientos explotables como por los desafíos que representan la explotación de hidrocarburos no convencionales, la perforación mar adentro a grandes profundidades y el desarrollo de las reservas de petróleo extrapesado. En este sentido, algunos analistas estiman que ante aumentos del 100% en el precio del petróleo, la cantidad ofertada de hidrocarburos en la región aumentaría entre un 10% y un 25%, situación propia de una oferta inelástica al precio (Jenkins, 2011).

Según la clasificación internacional, la producción petrolera del Ecuador, México y Venezuela (República Bolivariana de) es principalmente de crudo pesado agrio, mientras que el Brasil y Colombia producen un petróleo crudo pesado medio agrio. Estos productos requieren un tratamiento en refinerías especiales, principal motivo de que el precio del crudo de este conjunto de países en el mercado internacional tienda a ser menor que el de los petróleos livianos y dulces (véase el gráfico A.2 del anexo)¹⁹. Muchos de los planes de inversión de estos países para los próximos años están enfocados a la ampliación y actualización de refinerías para el tratamiento y la mejora de calidad de este tipo de crudos en territorio nacional. Si bien exigiría un elevado nivel de inversión, este proceso permitiría disminuir la importación de derivados, en particular intermedios²⁰.

¹⁷ La OPEP mantiene desde enero de 2012 una meta de producción máxima de 30 millones de barriles al día, que se distribuye entre los países miembros en función de criterios como el nivel de reservas, el potencial de producción y el suministro al mercado interno, entre otros. Sin embargo, las cuotas asignadas pueden ser mayores que la producción actual de algunos de los países miembros, de modo que puede ocurrir en la práctica que los volúmenes deficitarios se compensen con los excedentarios provenientes de países con mayor capacidad de balancear la oferta de la organización, como es el caso de la Arabia Saudita.

¹⁸ En el precio de equilibrio o precio necesario para recuperar los costos, se debieran considerar no solo los costos de inversión en actividades de descubrimiento, desarrollo y operación, sino además los costos de capital, impuestos, regalías y margen de utilidad. Es por eso que en regiones donde el desarrollo está a cargo de compañías petroleras privadas, son necesarios rangos de precios de equilibrio de entre 70 y 90 dólares por barril. De excluirse los impuestos, el precio de equilibrio podría promediar los 40 dólares por barril (AIE, 2011).

¹⁹ Cuanto mayor es la densidad del petróleo, más carbono contiene, menor es su calidad y mayor es la proporción de productos pesados que se derivan. El petróleo producido en el Estado Plurinacional de Bolivia es un caso particular porque, si bien se trata de una mezcla muy liviana 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.

²⁰ La importación de gasolinas de cerca 300.000 barriles al día y de destilados medios como el keroseno, el gas oil y el diesel oil de cerca 600.000 barriles al día, según cifras de 2011, responde principalmente a requerimientos de México en el primer caso y del Brasil en el segundo, al mismo tiempo que la República Bolivariana de Venezuela es el país que exporta y suministra a la región algunos de estos volúmenes deficitarios (ENI, 2012).

En contraste, en la producción de gas natural en la mayoría de los países se obtienen otras cadenas de hidrocarburos líquidos (como etano, propano y butano). Este es un parámetro importante en el comercio internacional, que se fija en términos energéticos, pues genera un mayor valor de venta para la producción de gas regional y abre la posibilidad de desarrollar industrias como la petroquímica. Casi todos los países de la zona (excepto la Argentina y el Ecuador) registraron una producción creciente de gas natural.

El consumo de gas natural y petróleo respecto del consumo energético total se ha mantenido casi inalterado en la región, aunque se observa una sustitución progresiva de petróleo por gas natural en los últimos 20 años. Sin embargo, aunque el consumo de petróleo con respecto al consumo energético total ha disminuido del 55% en el quinquenio comprendido entre 1991 y 1995 al 47% en el quinquenio comprendido entre 2006 y 2010, sigue siendo alto en comparación con el promedio mundial, que llegó al 35% en este último período (véase el gráfico A.3 del anexo).

En América Latina y el Caribe, los mayores consumidores de hidrocarburos en 2012 fueron México y el Brasil. En estas economías el petróleo y el gas natural se utilizan principalmente para el autotransporte y la actividad industrial. Les siguen en orden de importancia la Argentina, donde el consumo de gas natural es cercano a 4.700 millones de pies cúbicos al día, y la República Bolivariana de Venezuela, cuyo consumo de petróleo es de alrededor de 0,8 millones de barriles al día. En el primero de estos países, el gas natural se utiliza para la generación eléctrica, el autotransporte (a través de gas natural comprimido, GNC) y el consumo residencial. En el caso venezolano, el petróleo se usa en autotransporte, principal sector de destino de los hidrocarburos.

C. COMERCIO DE HIDROCARBUROS

El consumo energético de los países se satisface con producción interna, importaciones netas de exportaciones y variaciones de stock, principalmente²¹.

La relación entre la producción y el consumo energético de hidrocarburos indica la posición de un país como exportador o importador. Un índice mayor que 1 significa que el país o región es exportador, un índice igual a 1 significa que la producción interna satisface la demanda local y un índice menor que 1 expresa el grado de importación necesario. En América Latina y el Caribe, la disminución del promedio de esta ratio de 1,4 a 1,1 en los últimos 15 años se debe a dos factores: i) la reducción de los niveles de producción (exportable) mencionada en el punto anterior, y ii) el crecimiento de la demanda interna.

En comparación con lo que ha ocurrido en el resto del mundo, el crecimiento de la demanda interna ha tenido una respuesta relativamente inelástica al alza de los precios internacionales de los hidrocarburos. Es posible que este fenómeno haya estado relacionado con diversos mecanismos de subsidio a los carburantes en el transporte automotor y al gas natural de consumo residencial, que atenuaron la transmisión de la variación internacional de precios al mercado interno en varios países de la región. En promedio, América Latina y el Caribe es una región exportadora neta de petróleo y casi autosuficiente en gas natural, aunque de forma decreciente (véanse el cuadro II.3 y el gráfico A.4 del anexo).

La disminución de los niveles de producción se vio compensada por el efecto del precio en el valor de las exportaciones de la última década. Si en el período comprendido entre 1991 y 2000 el efecto del volumen originó el 78% del crecimiento anual del valor exportado de materias primas de los países de la región, en el período comprendido entre 2001 y 2010 esa influencia se redujo a solo un 35%. Las exportaciones de materias primas y manufacturas basadas en recursos naturales (incluidos granos y minerales) representaron

²¹ Estas, a su vez, son resultado de la oferta de energía primaria y secundaria (neta de producción secundaria) y los depósitos internacionales.

a fines de la última década cerca del 60% de las exportaciones totales, lo que pone de manifiesto los riesgos respecto a la reprimarización de las economías, el aumento de la volatilidad por la excesiva dependencia regional respecto de los bienes primarios y la eventual incursión en prácticas extractivistas contrarias a la adecuada gestión económica, social y ambiental propias del desarrollo sostenible de los recursos naturales.

Cuadro II.3
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: RELACIÓN ENTRE LA PRODUCCIÓN Y EL CONSUMO
DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 1995-2012**

Tipo/región o subregión	1995	2000	2005	2011	2012
Petróleo					
América Latina y el Caribe	1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0
Gas natural					
América Latina y el Caribe	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Total de hidrocarburos					
América Latina y el Caribe	1,4	1,4	1,4	1,2	1,1
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* y *Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

China es, de manera creciente, un destino preferente de las exportaciones regionales de productos primarios y sus manufacturas, pues ha representado cerca de un 22% del incremento del valor en los últimos años (CEPAL, 2012b). En el caso de los hidrocarburos, se estima que del 185% de incremento de los precios del crudo que se produjo en el período comprendido entre 2002 y 2007, el impulso de la demanda de petróleo por parte de China contribuyó en una proporción de entre un 10,8% y un 27,1% (Jenkins, 2011), lo que junto con los volúmenes más altos demandados contribuyó a un mayor intercambio comercial energético entre China y América Latina²².

El 48% de las exportaciones bolivianas y colombianas, el 53% de las ecuatorianas, el 65% de las trinitarias y el 81% de las venezolanas corresponden al sector del petróleo y el gas natural, y han sido impulsadas por el auge de precios que permitió que estas economías mejoraran sus términos de intercambio entre un 30% y un 68% en el período comprendido entre 2005 y 2011 (CEPAL, 2012a).

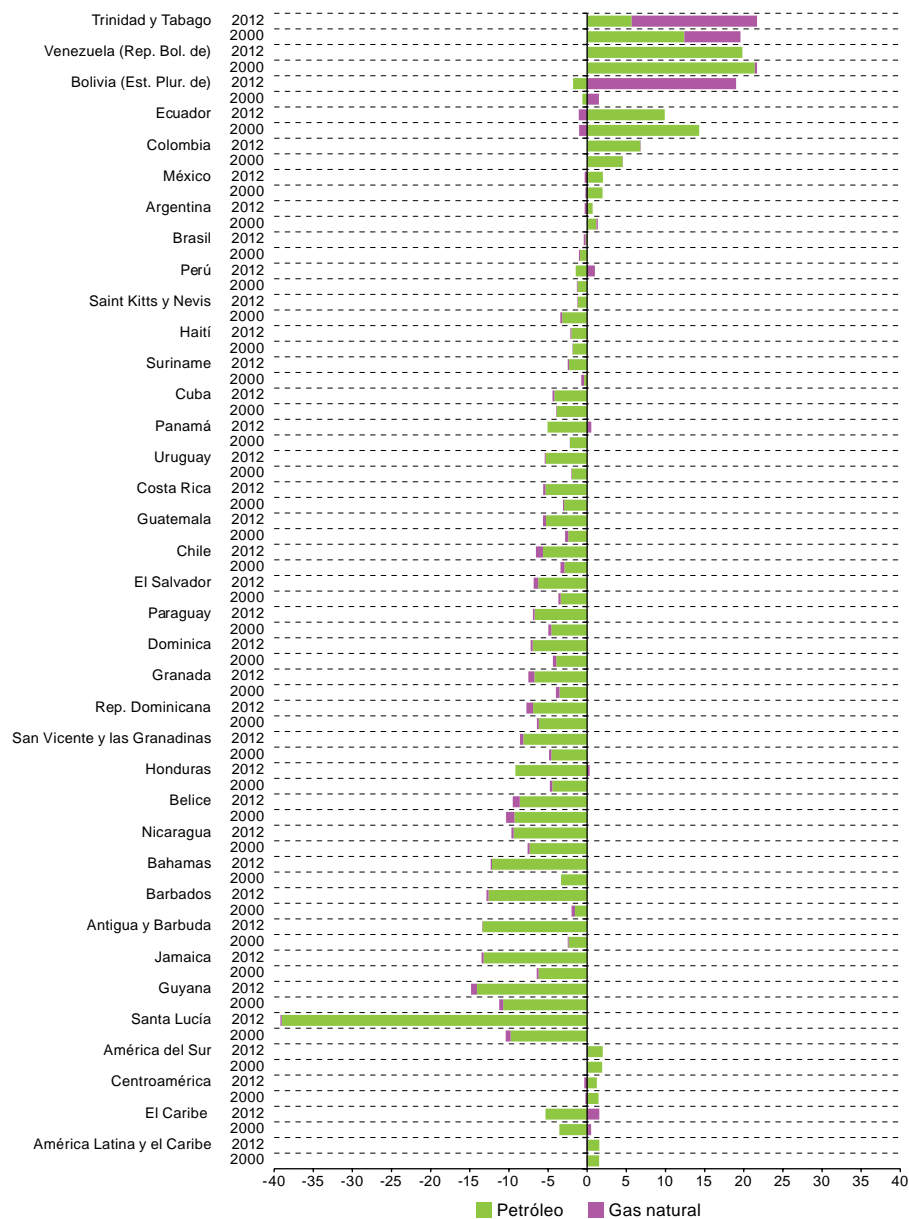
Durante el último decenio, en la Argentina, el Ecuador, México y Venezuela (República Bolivariana de) el descenso de la producción, en algunos casos, y el aumento del consumo de derivados de petróleo y gas natural, en otros, ocasionaron una reducción tanto del índice de la relación entre producción y consumo como del superávit de hidrocarburos en proporción al tamaño de las economías.

Así, la Argentina importó más hidrocarburos líquidos y gas natural de Bolivia (Estado Plurinacional de) (por ductos) y de Trinidad y Tabago (en forma de gas natural licuado), lo que se tradujo en una ratio de 0,9

²² A pesar de que los Estados Unidos es el mayor socio comercial petrolero de la región, en los últimos años China viene posicionándose como un importante aliado al ser el destino de crecientes volúmenes de exportación de países como Colombia, el Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de), situación también influida por los programas de préstamos monetarios de bancos chinos por petróleo de estos países. Asimismo, se espera que los acuerdos de cooperación energética suscritos por China con México y con Trinidad y Tabago, puestos en marcha a mediados de 2013, fortalezcan el intercambio comercial, la seguridad energética y la inversión acompañada de transferencia tecnológica y aumento de capacidades, en un escenario de mayor presencia e influencia china en la región.

y un saldo comercial de equilibrio. Por su parte, el Ecuador, México y Venezuela (República Bolivariana de) enfrentaron mayores niveles de consumo de derivados de petróleo y gas natural, lo que sumado a la declinación de campos maduros ocasionó que el saldo comercial disminuyera a cerca del 9%, el 2% y el 20% del PIB, respectivamente (véase el gráfico II.7).

Gráfico II.7
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: SALDO COMERCIAL DEL PETRÓLEO
 Y EL GAS NATURAL, 2000 Y 2012 ^a**
 (En porcentajes del PIB)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD), Base de datos, 2013 [en línea] <http://unctadstat.unctad.org>.

^a El saldo comercial FOB de exportaciones menos importaciones corresponde a las partidas de petróleo, productos de petróleo y materiales relacionados, así como de gas, natural y manufacturado.

En el Brasil, pese a registrarse una ratio entre la producción y el consumo cercana a 0,7 y un creciente déficit comercial en hidrocarburos —que alcanzó a más de 10.000 millones de dólares (el 0,4% del PIB) en 2012—, el consumo para el autotransporte se compensó con una producción cercana a 0,5 millones de barriles de etanol al día²³. Por su parte, Colombia, con una ratio de 2,6, fortaleció su posición como exportador a los Estados Unidos y fue la segunda economía de la región que logró el mayor superávit comercial en el sector, cerca de 25.000 millones de dólares en 2012. El Perú, aunque es importador de crudo y derivados del Ecuador, cada año satisface en mayor proporción su consumo con producción nacional. Sin embargo, la entrada de divisas por la exportación de gas natural licuado del yacimiento de Camisea aún no compensa las importaciones de hidrocarburos líquidos.

El Estado Plurinacional de Bolivia, gracias a un incremento de la producción de gas natural exportable al Brasil y a la Argentina, junto con una situación de precios elevados de este producto —indexados según la evolución de precios de los derivados del petróleo—, logró en 2012 la mayor relación entre producción y consumo (de 3,1) y un superávit comercial energético cercano a 4.700 millones de dólares (el 17% del PIB). No obstante, el país enfrenta el desafío de disminuir la creciente importación de combustibles líquidos, en particular diesel oil, a través de un aumento de la producción y una reducción del subsidio al consumo, que representó cerca de 1.000 millones de dólares en el último año.

A su vez, los países más perjudicados por el alza de precios han sido los importadores de hidrocarburos como Chile, el Paraguay, el Uruguay y muchos países de Centroamérica y el Caribe, situación que se reflejó en déficits comerciales crecientes en hidrocarburos de entre el 2% y el 40% del PIB. De hecho, en los últimos años Chile ha importado de forma significativa petróleo proveniente del Ecuador y gas natural licuado de Guinea Ecuatorial, Egipto y Trinidad y Tabago, lo que se reflejó en una ratio de 0,1 y un gasto de divisas superior a 17.000 millones de dólares en 2012.

Importantes proveedores regionales como la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tabago contribuyeron a mejorar la seguridad energética en hidrocarburos de los países latinoamericanos y caribeños, a través de la iniciativa comercial PETROCARIBE²⁴ y de la CARICOM²⁵, respectivamente.

Se observa que en los últimos cinco años la región amplió su diversificación de fuentes de suministro de gas natural a través del gas natural licuado (véase el gráfico A.5 del anexo). El abastecimiento por transporte marítimo, si bien contribuyó a un aumento del comercio mundial, obstaculizó los incipientes procesos de integración a través de los tradicionales gasoductos. Gracias a este aumento del consumo, el gas natural presenta ya el comportamiento de un producto básico.

El Brasil, principal productor e importador destacado de gas natural, aumentó su aprovisionamiento de gas procedente del Estado Plurinacional de Bolivia (mediante ductos) y de gas natural licuado de Trinidad y Tabago y Qatar. La situación con respecto al comercio del gas cambió para la Argentina y Venezuela (República Bolivariana de), por un lado, y Colombia y el Perú, por otro. La Argentina pasó de ser exportador a Chile a ser importador de Bolivia (Estado Plurinacional de) y de Trinidad y Tabago. Colombia y el Perú pasaron de una situación de equilibrio de sus mercados internos a ser exportadores, respectivamente, de gas a la República Bolivariana de Venezuela (a través de ductos) y de gas natural licuado a España y México.

²³ Si se incluye en el cálculo la producción de etanol, la relación entre producción y consumo de hidrocarburos del Brasil aumenta cerca de 0,1.

²⁴ Desde su inicio en 2004, PETROCARIBE permitió el suministro de petróleo venezolano a cambio de condiciones preferenciales de financiamiento y bienes alimentarios provenientes de los países miembros de Centroamérica y el Caribe. El financiamiento se caracterizó por períodos de pago a largo plazo, reducidas tasas de interés y años de gracia en la amortización de la deuda.

²⁵ Durante el período comprendido entre 2008 y 2012, la iniciativa CARICOM permitió que Trinidad y Tabago exportara hidrocarburos a los países miembros del bloque por un monto cercano a 1.600 millones de dólares, equivalente al 11% del PIB del país (Trinidad y Tabago, Gobierno de, 2012).

El Estado Plurinacional de Bolivia presenta la mayor proporción de producción exportable de gas natural, en contratos de largo plazo con la Argentina y el Brasil, ya que cuenta con una ratio de producción con respecto al consumo de 6. Eso lo convierte en un importante exportador regional de gas natural.

D. INVERSIÓN

Las decisiones de inversión se basan en el potencial geológico del país, el acceso a mercados favorables, el grado de institucionalidad, los aspectos legales²⁶ y medioambientales, y la estabilidad y progresividad²⁷ del marco fiscal, así como un relacionamiento mutuamente beneficioso entre los actores públicos, privados y sociales. En la medida en que los factores señalados contribuyan a la disminución del riesgo, serán beneficiosos para la atracción de inversiones.

Desde el punto de vista del Estado, un buen contrato petrolero es aquel que, además de facilitar el desarrollo de los recursos, permite generar beneficios económicos en función de la apropiación de la renta económica, el financiamiento con capital de riesgo y la transferencia tecnológica de la contraparte privada.

Por otra parte, la motivación de la empresa privada estaría relacionada con la creación de valor financiero en proyectos o activos rentables diversificados a nivel mundial. En este sentido, en 2011 se registraron ventas por un promedio en torno a los 75 dólares por barril equivalente de petróleo por parte de algunas empresas estatales y extranjeras con operaciones en la región y cotización en la bolsa de valores estadounidense²⁸. Este monto permitió cubrir los costos de producción y los gastos de exploración y depreciación por 27 dólares, cumplir con el pago de impuestos al ingreso y posiblemente generar aceptables márgenes operativos (Ernst & Young, 2012)²⁹.

La trayectoria internacional del precio del petróleo y su disminución por efecto de la crisis financiera internacional de 2009 se relacionó, en general, con la evolución creciente de la inversión regional en actividades de exploración y explotación, tanto en términos absolutos como de la proporción que representa en el total mundial. Es así como en 2012 la inversión total alcanzó su valor máximo, cercano a 70.000 millones de dólares, un 11% de la inversión mundial, proveniente casi en su totalidad de cinco empresas estatales, Petrobras, PEMEX, PDVSA, Ecopetrol e YPF (véase el gráfico II.8).

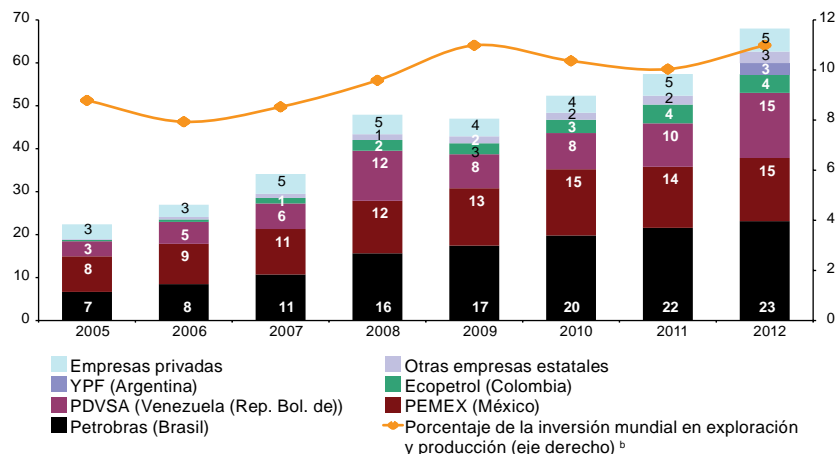
²⁶ Determinar y definir la propiedad de las reservas y la producción de hidrocarburos supone que el tenedor tendrá independencia y soberanía en la explotación del recurso así como en la apropiación de la renta económica y el acceso a fuentes de financiamiento. A su vez, la acumulación de reservas y su apropiada administración pueden ayudar a demostrar eficiencia y credibilidad de la gestión tanto pública como privada.

²⁷ Se entiende por progresividad del marco fiscal el aumento más que proporcional de la carga fiscal (X) ante incrementos de la renta petrolera (Z), definida esta como el valor de la producción a precio internacional neto de costos de producción. Complementariamente, la progresividad se entiende como el aumento de la tasa efectiva fiscal ($A = X/Z$) ante aumentos de Z.

²⁸ Se trata de Petrobras, Ecopetrol, PEMEX, Repsol, Apache, Shell, British Petroleum (BP) y Occidental, que remiten anualmente sus estados financieros y contables al regulador bursátil Comisión de Bolsa y Valores (SEC).

²⁹ La consultora Ernst & Young estimó que en la gestión de 2011 cerca del 20% de estas ventas correspondieron a utilidades netas, en comparación con estimaciones para los Estados Unidos (Damodaran, 2013), según las cuales este indicador es de un 7% y un 14% en el caso de empresas petroleras integradas y no integradas, respectivamente.

Gráfico II.8
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN
 Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS, 2005-2012^a**
 (En miles de millones de dólares y porcentajes del total mundial)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Standard & Poor's, "Big spenders: Latin America's national oil companies, Petrobras and PEMEX", *Standard & Poor's CreditWeek*, 14 de diciembre de 2011; Formularios 20F SEC de Petrobras, PEMEX, YPF y Ecopetrol para gestiones 2005-2012; Ernst & Young, *Global Oil and Gas Reserves Study, 2012*, diciembre de 2012; Agencia Internacional de la Energía (AIE), *World Energy Outlook, 2005 a 2012*; e informes de gestión anuales de las empresas petroleras estatales PDVSA, YPFB y Petroamazonas.

^a La inversión corresponde a gastos de capital en procesos de exploración y desarrollo de reservas en la región de las mayores empresas estatales y extranjeras, sin incluir inversiones por la compra de propiedades o áreas ni destinadas a actividades de refinación, distribución y comercialización a nivel mundial. En la glosa "otras empresas estatales" se incluye la inversión de la empresa estatal boliviana YPFB, las trinitarias Petrotrin y National Gas Company (NGC) y la ecuatoriana Petroamazonas. En la glosa "empresas privadas" se incluye la inversión de empresas como la española Repsol, la inglesa British Petroleum (BP), la holandesa Shell y las estadounidenses Apache y Occidental.

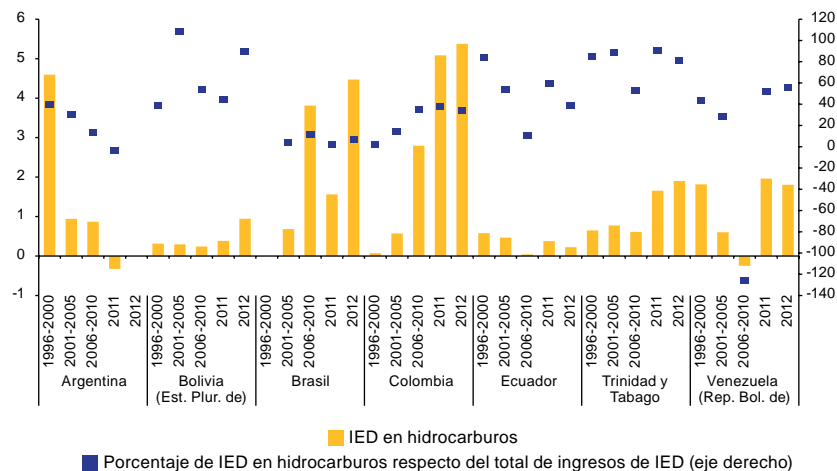
^b Inversión mundial prorrateada sobre la base de una muestra de setenta empresas y de información de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) sobre presupuestos de inversión.

Si bien desde 2007 los sectores basados en recursos naturales como hidrocarburos y minerales representan cerca del 26% del destino de la inversión extranjera directa (IED), a escala subregional se observan patrones distintos. En los países de América del Sur (excluido el Brasil), los sectores primarios captaron la mitad de la inversión, mientras que en el Brasil y los países de Centroamérica y el Caribe la inversión se destinó principalmente a sectores de manufacturas y servicios. Sin embargo, no necesariamente un mayor nivel de inversión implica una mayor generación de empleo, tomando en consideración que en sectores intensivos en capital, como el extractivo, la generación de empleo directo es limitada³⁰.

En los distintos países, se observaron en el último decenio dos tendencias relativas a las políticas de participación del capital extranjero, que tienen distinta incidencia en la inversión (véase el gráfico II.9).

³⁰ Se estima que por cada 2 millones de dólares de inversión se genera 1 puesto de trabajo en el sector de hidrocarburos o minería, nivel muy inferior a los 14 puestos de trabajo que se generan en las actividades de comercio y construcción (CEPAL, 2013a).

Gráfico II.9
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED) EN HIDROCARBUROS, 1996-2012^a
(En miles de millones de dólares y porcentajes del total)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información oficial de los respectivos países; Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD), Base de datos, 2012 [en línea] http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en.

^a La inversión de empresas extranjeras (inversión extranjera directa) corresponde a los montos anuales medios de los períodos y en algunos casos pueden estar incluidas todas las actividades de la industria. Se consideran los montos de inversión en nuevas plantas, y las fusiones y adquisiciones de empresas o activos por parte de empresas no residentes en el país declarante. Respecto a la forma de presentación, en el caso de Bolivia (Estado Plurinacional de) y el Brasil se consideran las inversiones recibidas y no las desinversiones en el sector (es decir, retiros y repatriaciones de capital, amortización de préstamos y venta de participación de inversionistas extranjeros, entre otras). En el caso de los demás países se consideran las inversiones netas, lo que explica los montos reducidos del Ecuador y negativos de la República Bolivariana de Venezuela en el período 2006-2010. No se incluye información sobre el Perú, ya que los datos del período son incompletos; para la Argentina, no se cuenta con información sobre 2012; para el Brasil, no se cuenta con información sobre el período 1996-2000. Los datos sobre el Ecuador corresponden al total de recursos naturales.

En el Brasil y Colombia, por un lado, se han tomado medidas para la atracción de capital privado como medio de asegurar inversiones en exploración y, de esa manera, recuperar el nivel de reservas y de producción que empezó a declinar hacia fines de los años noventa. Estos países permitieron una mayor participación privada en la producción, al suscribir contratos de concesión con socios estratégicos privados; adjudicaron áreas tradicionales y no tradicionales en subasta internacional (en que las compañías petroleras nacionales, como Petrobras y Ecopetrol, también compitieron); efectuaron reformas fiscales incorporando regalías escalonadas, y emitieron licencias exploratorias con plazos más amplios. Estas medidas contribuyeron a que ambos países fueran los principales destinos de la IED en la región³¹.

Por otro lado, México mantiene desde 1932 un monopolio estatal que limitó la participación del capital privado en la industria. En otros países, se emprendieron procesos de nacionalización o de ampliación del control estatal, como fue el caso de Bolivia (Estado Plurinacional de) en 2006, el Ecuador en 2010, Venezuela

³¹ En las nueve rondas anuales de licitación efectiva que se realizaron en el Brasil hasta 2008 se puede observar el importante flujo de inversión por parte de empresas extranjeras y nacionales en la recaudación por bonos a la firma de contrato, compromisos de exploración mínimos y contenido local en bienes y servicios. La recaudación media por bonos en cada ronda ascendió a 289 millones de dólares y las máximas expectativas de los inversionistas se reflejaron en 2007 —año de descubrimiento de los recursos del presal—, cuando ofertaron casi 39.000 dólares por km². Para actividades exploratorias se comprometieron en promedio 500 millones de dólares en cada ronda, y 2007 fue el año en que se alcanzó el mayor valor comprometido, que ascendió a 25.000 dólares por km². El promedio del contenido local por ronda ascendió a cerca del 57% para actividades de exploración, desarrollo y producción.

(República Bolivariana de) a partir de 2000 y la Argentina en 2012³². Esta situación se caracterizó, entre otros aspectos, por el establecimiento de la propiedad pública con respecto a la producción y los activos petroleros, renegociaciones que se materializaron en contratos de operación, de servicios y mixtos, además de una mayor participación de las empresas petroleras estatales y una imposición fiscal creciente. Estos aspectos, en todo caso, parecen no haber impedido que varios de estos países representen importantes destinos de la inversión extranjera³³.

Asimismo, algunas empresas —sobre todo estadounidenses y europeas— vendieron sus activos en la región. Mientras, ha ido en aumento el interés de empresas (principalmente estatales) de China, la India y otras economías emergentes por realizar inversiones en la región.

Ante la eventualidad de una futura caída de los precios internacionales (y/o un aumento de los costos) y la urgente necesidad de desarrollar el recurso de hidrocarburos, la región se enfrenta al desafío de compensar el deterioro de las variables económicas mediante el fortalecimiento de aspectos institucionales y legales, orientados a reducir el riesgo del inversor.

Por ejemplo, la asociación entre compañías privadas y estatales en proyectos relacionados con los hidrocarburos no convencionales en la Argentina, México y Colombia, los yacimientos del presal en el Brasil o el crudo extrapesado en Venezuela (República Bolivariana de), entre otros, enfrenta desafíos asociados al financiamiento y ejecución de un considerable monto de inversión presupuestado, que asciende a más de 400.000 millones de dólares para el quinquenio comprendido entre 2013 y 2017, y es superior en casi un 50% al monto ejecutado en el período anterior (véase el cuadro A.1 del anexo)³⁴. En este sentido, la administración y control de los anteriores proyectos de inversión en una gestión eficiente, transparente e independiente por parte de las empresas estatales, junto con una alianza entre los grupos de interés en aspectos socioambientales y económicos son consideraciones que propician una adecuada gobernanza de los recursos naturales.

Una política de atracción de inversiones no solo debiera enfocarse sobre el componente cuantitativo, sino también cualitativo, para potenciar la transferencia tecnológica y la creación de cadenas de valor y de conocimiento, y al mismo tiempo ser apropiada a las necesidades de las agendas de desarrollo de los países.

En Colombia, una limitada capacidad del sistema de transporte, junto con una menor seguridad física, podría contribuir a demorar la ejecución de inversiones en exploración y desarrollo, y restringir los volúmenes exportables a los Estados Unidos. Asimismo, la balanza comercial energética entre ambos países podría verse influida por la importación de servicios petroleros e inversión con transferencia tecnológica estadounidense para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en campos colombianos, aspectos dados por la potencialidad del acuerdo de libre comercio suscrito en 2012.

En el Brasil, se espera replicar el éxito en la captación de inversiones que se logró a partir de las rondas de licitación pasadas, con el nuevo esquema contractual que regirá a partir de la primera ronda de licitación de áreas del presal a finales de 2013, caracterizado por contratos de producción compartida, con una cuota inicial mínima del 30% para Petrobras, en un escenario de mayor regulación estatal.

³² Si bien la nacionalización del 51% de YPF Argentina, que estaba en manos de la española Repsol, se produjo en 2012, la transacción no ha sido registrada todavía en los flujos de IED de 2012 (como una desinversión), por no haberse llegado a un acuerdo sobre la compensación que se pagará.

³³ Puesto que en el período comprendido entre 2006 y 2010 se registraron en la República Bolivariana de Venezuela niveles negativos de IED —debido a la remisión de utilidades acumuladas de períodos anteriores por parte de las empresas extranjeras—, a partir de 2011 el país presenta importantes flujos de entrada hacia el sector, cercanos a los 2.000 millones de dólares.

³⁴ Con fines comparativos puede mencionarse que el desarrollo sostenible de la producción de gas natural en la región en las próximas dos décadas se estima que podría requerir una inversión de 800.000 millones de dólares, compuesta por 500.000 y 150.000 millones de dólares para la exploración y producción de gas convencional y no convencional, respectivamente, y 150.000 millones de dólares para la fase de distribución, refinación, comercialización e infraestructura para gas natural licuado (AIE, 2012a).

En México podrían surgir a mediano plazo nuevas oportunidades para la inversión extranjera a medida que madure la reforma energética planificada, en la que está previsto mantener la propiedad estatal sobre el recurso y los activos de PEMEX y permitir un incremento de la producción por medio de contratos de exploración y producción más activos, entre otros aspectos³⁵.

En la medida en que el financiamiento de infraestructura y de actividades del sector petrolero esté ligado a la producción y entrega futura de petróleo —por ejemplo, en programas del tipo “petróleo por préstamos” que mantienen Colombia, el Ecuador o Venezuela (República Bolivariana de) con bancos o compañías petroleras de China— podrían presentarse riesgos debido a eventuales crisis de deuda y déficits públicos influidos por la volatilidad de los precios del crudo y de los mercados de capitales³⁶. Una eventual extracción acelerada del recurso petrolero, presionada por condicionantes financieras, podría asimismo poner en discusión aspectos asociados a su valoración en condiciones de incertidumbre, su disponibilidad, la generación sostenible de beneficios futuros para la sociedad y la vulnerabilidad que representa la dependencia respecto de mercados de exportación limitados³⁷.

E. MARCO CONTRACTUAL, RENTA ECONÓMICA E INGRESOS FISCALES

Dentro de las políticas de desarrollo del sector de los hidrocarburos, se debiera considerar la potencialidad del recurso de un país y velar por una explotación eficiente, ante la volatilidad de las condiciones de mercado, cuando se aborda la creación de incentivos tributarios³⁸ y el diseño de un régimen fiscal³⁹. A la vez, se debiera maximizar la apropiación estatal de la renta en períodos de precios altos y actuar con flexibilidad al propiciar incentivos para la inversión público-privada ante una coyuntura recesiva.

Para lograr que el sistema sea progresivo, se utilizan mecanismos como regalías escalonadas respecto del volumen o el valor de la producción, impuestos ligados a las utilidades o a precios extraordinarios o bien la participación de la compañía estatal, según un coeficiente de rentabilidad del negocio, en los casos en que los contratos sean de servicio o de producción compartida. La aplicación de regalías fijas y altos niveles impositivos inelásticos al precio o a la rentabilidad podría ocasionar una regresividad fiscal del sistema⁴⁰. Por todos estos aspectos, el sistema fiscal presenta serios desafíos y su diseño resulta complejo.

³⁵ Se espera además que la reforma energética, anunciada en 2012 en el documento Pacto por México, propicie la competencia económica en segmentos de refinación, petroquímica y transporte, entre otros.

³⁶ Préstamos agresivos, generalmente impulsados por la banca internacional, podrían ser el flagelo de países exportadores de materias primas, por lo que se aconseja la búsqueda de mecanismos de cobertura de los precios del petróleo con el fin de disminuir los riesgos inherentes (Humphreys, Sachs y Stiglitz, 2007).

³⁷ En 2012, alrededor del 80% de las exportaciones de crudo del Ecuador se destinaron a empresas intermediarias chinas. Por su parte, se estima que desde 2015 cerca de la mitad de las exportaciones de la República Bolivariana de Venezuela pueden tener como destino el mercado chino, dadas las características de los préstamos a que ha recurrido PDVSA para el financiamiento de sus actividades en los contratos mixtos de la faja del Orinoco (Business Monitor International, 2013).

³⁸ Tales como el uso de la depreciación acelerada en la deducción del impuesto a la renta, exoneraciones temporales de impuestos u otros.

³⁹ Los regímenes fiscales petroleros se aplican bajo dos grandes sistemas: i) el sistema de concesión, y ii) el sistema contractual. Se diferencian entre sí por aspectos relacionados con la propiedad de la producción, el tipo de instrumento tributario aplicado y el grado de participación de la empresa estatal en los beneficios. En un sistema de concesión, los ingresos para el Estado provienen de la recaudación de regalías e impuestos y la producción resulta ser de propiedad del operador privado. El sistema contractual se caracteriza por que el Estado es el propietario de la producción y no solo recauda regalías e impuestos, sino que a través de la empresa estatal participa con el sector privado en las ganancias del negocio. A su vez, en el sistema contractual se incluyen contratos de servicio y contratos de producción compartida; en los primeros, el pago al contratista se realiza con dinero, mientras que en el segundo se entrega petróleo o gas natural. Por otra parte, el contrato de servicio puede ser de dos tipos, contrato de servicio puro o contrato de servicio de riesgo; en el primero el pago es fijo, mientras que en el segundo varía en función de la rentabilidad y las condiciones de mercado.

⁴⁰ También existe evidencia a nivel mundial y regional de que la aplicación de las mismas condiciones fiscales a campos pequeños o grandes, ubicados mar adentro o terrestres, al inicio de la producción o en su período de máximo nivel de producción, ocasiona una regresividad fiscal del sistema. Por ello, tanto las regalías como los impuestos deberían ser menores en campos pequeños, ubicados mar adentro y al inicio del proyecto. Véase Khelil (1995).

Con el objetivo de maximizar la apropiación de la renta económica, los Estados pueden exigir a las empresas productoras pagos por concepto de impuestos o derechos, además de los correspondientes al régimen general. Los instrumentos impositivos sobre las rentas por explotación de hidrocarburos pueden agruparse en dos categorías: i) los aplicados a la producción bruta (o el ingreso bruto) del campo petrolero o gasífero, y ii) los que se aplican a la utilidad de la operación.

La principal ventaja del primer grupo (en que generalmente se encuentran las regalías) es la facilidad de cobro. Sin embargo, puede presentarse el problema de que las alícuotas fijas no contribuyan a una operación eficiente del campo, al imponer una obligación fiscal independiente de las ganancias. Asimismo, en las decisiones de inversión exploratoria asociadas al análisis probabilístico⁴¹, dinámica propia del riesgo exploratorio, la modelación de una regalía fija ante una prospección potencialmente exitosa en el futuro puede ocasionar que el valor actual del flujo de caja del proyecto resulte negativo, con lo que se cancelará o postergará el desarrollo del reservorio.

Por otra parte, los instrumentos aplicados sobre la utilidad de la operación favorecerían una explotación eficiente del campo, dado que para su cálculo sí se consideran las condiciones de mercado y los costos de producción. Sin embargo, en este caso el problema central es la dificultad de su fiscalización, debido a problemas de información sobre la estructura de costos del operador (Medinaceli, 2010).

En algunos países como el Brasil, Colombia y el Perú se intenta aprovechar las virtudes de los dos mecanismos a través de regalías con alícuotas variables en función de criterios de fácil verificación, como el nivel de producción, la ubicación y profundidad de los pozos, el tipo de hidrocarburos u otra variable que esté relacionada con la estructura de costos. Asimismo, la existencia de impuestos, derechos, participaciones o contribuciones vinculadas a precios o utilidades extraordinarias es evidente en países como el Brasil, Colombia, Trinidad y Tabago y Venezuela (República Bolivariana de) (véase el cuadro A.2 del anexo).

La renta petrolera está determinada por tres variables: el precio al que se vende el hidrocarburo, el volumen de producción que se puede alcanzar en un momento determinado y los costos de extracción (de capital y de operación). Sobre esa base, la renta petrolera de un país será mayor cuanto más elevados sean el precio y el volumen de producción de los hidrocarburos. Por el contrario, la renta será más baja ante incrementos de los costos de extracción. En resumen, distintas combinaciones de precio, volumen de producción y costos de extracción dan como resultado rentas petroleras distintas. Sin embargo, durante la última década el aumento de precios fue el principal determinante de un incremento tanto de la renta petrolera como de las exportaciones y los ingresos fiscales de algunos países de la región.

F. PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA ECONÓMICA DEL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS DURANTE EL ÚLTIMO CICLO DE PRECIOS

La producción y el comercio de hidrocarburos son importantes para la creación de valor agregado, la generación de renta económica y el financiamiento fiscal del presupuesto estatal. Desde el inicio del ciclo creciente de precios —que comenzó en 2003 y continuó a partir de 2010—, se observó en los países productores de la región un mayor aporte del sector a las exportaciones totales y a la generación del PIB. En este sentido, se debe considerar que en países como Bolivia (Estado Plurinacional de), el Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela (República Bolivariana de) el sector representa más de la mitad de las exportaciones totales (véase el cuadro II.4).

⁴¹ Árbol de decisiones u opciones reales.

Cuadro II.4
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): INDICADORES Y APOORTE FISCAL
DEL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS, 2000-2012^a
(En porcentajes)

País	1 Proporción del PIB de hidrocarburos en el PIB total ^b			2 Proporción de las exportaciones de hidrocarburos en las exportaciones totales ^c			3 Proporción de la renta de hidrocarburos en el PIB total ^d			4 Proporción de los ingresos fiscales por hidrocarburos en el PIB total ^e			5 Proporción de los ingresos fiscales por hidrocarburos en el total de ingresos del gobierno general ^f			6 (4/3) Proporción de los ingresos fiscales por hidrocarburos en la renta económica de hidrocarburos ^g		
	2000- 2003	2004- 2009	2010- 2012	2000- 2003	2004- 2009	2010- 2012	2000- 2003	2004- 2009	2010- 2012	2000- 2003	2004- 2009	2010- 2012	2000- 2003	2004- 2009	2010- 2012	2000- 2003	2004- 2009	2010- 2012
	Argentina	4,0	4,5	3,3	16,9	12,0	7,3	6,1	9,7	5,3	1,9	2,2	1,8	8,7	7,9	10,5	30,9	22,1
Bolivia (Estado Plurinacional de)	3,5	6,0	6,2	27,0	53,5	52,4	5,6 ^h	14,1 ^h	15,8 ^h	2,7	8,5	9,9	11,9	28,9	31,8	47,1	60,8	62,6
Brasil	0,9	1,4	2,1	3,9	7,7	10,2	2,0	3,0	2,5	0,7	1,0	0,9	2,3	3,5	3,0	32,7	34,3	36,8
Colombia	3,6	4,2	7,6	29,2	28,3	46,8	5,6	7,1	8,2	1,4	2,6	3,4	5,4	9,6	13,1	25,6	36,5	41,6
Ecuador	3,7	10,5	12,6	43,2	57,5	55,2	15,2	24,7	23,2	5,8	8,0	14,4	30,0	33,5	42,7	38,4	32,3	61,9
México	4,3	7,1	7,7	9,4	14,9	14,6	4,5	7,7	7,2	2,9	5,2	5,6	19,8	33,4	35,1	63,7	68,1	78,4
Perú	0,8	1,5	1,9	6,4	8,2	11,1	1,5	2,5	2,6	0,5	1,0	1,4	3,2	5,5	7,3	35,5	38,6	51,6
Trinidad y Tabago	16,8	24,3	22,8	60,4	65,9	62,2	33,2	54,1	37,2	7,9	15,7	13,0	31,6	51,5	40,7	23,7	29,1	35,1
Venezuela (República Bolivariana de)	18,1	13,6	11,2	74,2	82,4	84,4	27,1	35,5	26,3	10,3	12,4	10,3	48,0	47,8	41,5	38,2	35,0	39,2

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información oficial de los países, Banco Mundial, World Development Indicators y Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD), Base de datos, 2013 [en línea] <http://unctadstat.unctad.org>.

- ^a Información calculada sobre valores acumulados de los periodos, en dólares constantes de 2005.
- ^b Corresponde al valor agregado del sector.
- ^c Incluye petróleo y gas natural.
- ^d Renta económica calculada por el Banco Mundial, que representa la producción de petróleo y gas natural valorada al precio internacional neto de costos de extracción. Puede diferir de la renta real de los países, calculada sobre la base de los precios a los que efectivamente se comercializa y los costos particulares, según condiciones físicas y económicas específicas.
- ^e En los ingresos fiscales se incluyen los ingresos tributarios y no tributarios disponibles correspondientes a la producción de hidrocarburos. El indicador resulta ser una medida de la presión tributaria y no tributaria de los países.
- ^f Los ingresos del gobierno general son los ingresos totales netos de la contribución a la seguridad social. En el caso de la Argentina, el Ecuador y Colombia, se toma en cuenta la información a nivel del sector público no financiero (SPNF).
- ^g Representa la proporción de la renta económica teórica que recauda el Estado a través de los ingresos fiscales. Es un indicador aproximado de la tasa fiscal efectiva.
- ^h Datos estimados sobre la base de información oficial disponible.

Asimismo, los altos precios propiciaron en muchos países un aumento de la renta económica potencial del sector. Sin embargo, en otros, como la Argentina, México o Venezuela (República Bolivariana de), el efecto del alza de los precios puede haberse visto mermado por la disminución de la producción en los principales campos, lo que se habría traducido en un crecimiento moderado, e incluso un decrecimiento, de la renta en términos tanto absolutos como relativos. Por ejemplo, en la Argentina se registraron desde la última década importantes tasas de crecimiento del PIB, pero no parecen haberse logrado incrementos de igual magnitud en la renta de hidrocarburos, lo que se refleja en una disminución de su aporte al PIB del 9,7% en el período comprendido entre 2004 y 2009 al 5,3% en el período comprendido entre 2010 y 2012. En todo caso, el análisis que pueda realizarse sobre la base de la renta económica potencial, calculada con los precios internacionales y no necesariamente con los precios de comercialización efectivos, debe ser particular para cada país, y su generalización y uso debiera tomarse con cautela.

Durante la última década se produjo una mayor vulnerabilidad de las economías respecto del sector, por la evidente dependencia de los ingresos del gobierno general en relación con la recaudación fiscal tributaria (especialmente del impuesto a la renta) y no tributaria (por medio de regalías y otros) aplicada al uso y explotación de los recursos petroleros y gasíferos. Es así como en el último período, comprendido entre 2010 y 2012, el sector aportó más de un tercio de los ingresos totales necesarios para financiar el gasto público en países como Bolivia (Estado Plurinacional de)⁴², el Ecuador, México, Trinidad y Tabago y Venezuela (República Bolivariana de), lo que representó una presión fiscal media algo superior al 10% del PIB. En este sentido, una aparente disminución de los ingresos fiscales por hidrocarburos en algunos países, como Trinidad y Tabago y Venezuela (República Bolivariana de), respecto al período comprendido entre 2004 y 2009, puede haber sido motivada por menores volúmenes producidos como resultado de la declinación de la producción, aspectos inflacionarios, disminución de la capacidad de recaudación y fiscalización y, posiblemente, el aumento de los costos de producción, inversión y financiamiento, que ocasionaría una disminución tanto de las utilidades de las empresas petroleras como del impuesto que recae sobre ellas⁴³.

En todos los países aumentó en la última década la recaudación fiscal en relación con el potencial de renta económica, situación propia de un régimen fiscal progresivo. En este sentido, la apropiación fiscal por sobre la renta económica potencial en la región se sitúa entre el 34% y el 78%, porcentajes que corresponden a la Argentina y México, respectivamente. En el primer país, la mayor proporción de la recaudación proviene de tributos como el derecho de exportación y el impuesto a las ganancias que se aplica a las sociedades, mientras que en el segundo la recaudación proviene de instrumentos no tributarios, como son los derechos sobre hidrocarburos que deposita PEMEX en cuentas del gobierno federal.

Asimismo, si bien en el Brasil la captación fiscal media representa cerca del 37% de la renta económica potencial, su aumento en la última década no está determinado únicamente por la tradicional regalía e impuesto sobre la renta —propios del sistema de concesiones vigente— sino además por el impuesto sobre las utilidades extraordinarias, o de participación especial, que aporta cerca del 40% de la recaudación proveniente del sector de hidrocarburos en el país.

⁴² Asimismo, se observa que en este país los ingresos fiscales por hidrocarburos como porcentaje de los ingresos del gobierno general se incrementaron en más del 100% desde el período comprendido entre 2000 y 2003 hasta el período comprendido entre 2004 y 2009, pasando del 11,9% al 28,9%. Este indicador está relacionado con el cambio del régimen fiscal —mediante la creación del impuesto directo a los hidrocarburos y a la readecuación de las regalías—, acompañado de precios más elevados y mayores volúmenes contractuales de exportación de gas natural con destino a la Argentina y el Brasil. Dicho aporte se mantuvo, con un ligero incremento, en el período comprendido entre 2010 y 2012.

⁴³ Un alto nivel de inversión depreciada y pagos de intereses elevados a causa del financiamiento a través de deuda son algunas de las causas que llevan a la baja tanto la utilidad corporativa como los impuestos sobre la renta.

G. SÍNTESIS

- i) El alza de los precios y de la actividad de la industria, si bien impactaron de forma diferenciada a cada país, a nivel general no fueron suficientes para que se verificara un aumento sostenido de las reservas ni de la producción, acordes al crecimiento del consumo regional. La producción declinante y el continuo aumento del consumo pueden originar una reducción de los volúmenes destinados a la exportación y representar una limitante para el comercio. El consumo regional muestra indicios de ser menos elástico ante variaciones de precios, en particular en países como Venezuela (República Bolivariana de), el Ecuador, México o la Argentina.
- ii) Es necesario buscar incentivos adicionales para impulsar un mayor volumen de inversión de calidad (pública y privada) en actividades de exploración y producción. El Brasil y Colombia fueron dos de los países que se excluyeron de esta tendencia regional, ya que lograron atraer inversión para el desarrollo de actividades de exploración y producción. En América Latina, con excepción del Brasil, el Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de), las caídas de la relación entre reservas y producción (abundancia) y la insuficiente tasa de reemplazo de reservas a lo largo de la década ponen en riesgo la disponibilidad del recurso y la posición exportadora regional para el futuro. Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, la Argentina, México y Trinidad y Tabago, además de mantener niveles reducidos de abundancia de cerca diez años, enfrentan como desafío la necesidad de incrementarlos por medio de la inversión de los sectores público y privado.
- iii) Una tarea pendiente consiste en crear condiciones regulatorias, tecnológicas y de inversión que permitan el desarrollo de reservorios de recursos no convencionales en la Argentina y México, yacimientos del presal en el Brasil, crudos extrapesados en la República Bolivariana de Venezuela o recursos convencionales en los otros países. Abordar estos desafíos requiere, entre otros factores, contar con empresas petroleras estatales eficientes, transparentes y autónomas, para llevar adelante una gestión y una gobernanza corporativa exitosas en el financiamiento de considerables compromisos de inversión, administración de recursos, creación de valor y generación de beneficios económicos y sociales para los países de la región.
- iv) Se observa una ampliación y una mayor dependencia de los ingresos del gobierno general respecto de la recaudación fiscal tributaria y no tributaria aplicada al uso y explotación de los recursos petroleros y gasíferos. Es así como entre 2010 y 2012 el sector aportó más de un tercio de los ingresos fiscales totales de muchos de los países de la región; sin embargo, aún queda como desafío la búsqueda de una mayor diversificación de fuentes de ingreso y financiamiento con el fin de evitar la llamada pereza fiscal y desbalances macroeconómicos propios de la volatilidad y dependencia respecto de las materias primas.
- v) Si bien en algunos países es evidente la existencia de regalías escalonadas e impuestos ligados a precios y utilidades extraordinarias, propios del diseño de sistemas fiscales progresivos, el fortalecimiento de aspectos relativos a la fiscalización y el control tributario pudiera ser necesario.
- vi) Dado que la consecución de un desarrollo económico con igualdad requiere disponer de una oferta de energía proveniente tanto de fuentes renovables como no renovables, la total independencia respecto de las fuentes fósiles, como el petróleo y el gas natural, no parece posible. Es por esto que el desarrollo sostenible del recurso —que abarque aspectos de gestión económica, social y ambiental— debiera formar parte de las agendas de políticas públicas de los países productores.

Bibliografía

- Agência Estado, “Sem disputa, Petrobrás vence leilão de Libra com Shell, Total e duas chinesas”, 22 de octubre de 2013.
- AIE (Agencia Internacional de la Energía) (2013), *Medium-Term Oil Market Report 2013*, París.
- _____(2012a), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, París.
- _____(2012b), *World Energy Outlook 2012*, París.
- _____(2011), *World Energy Outlook 2011*, París.
- _____(2010), *World Energy Outlook 2010*, París.
- _____(2009a), *World Energy Outlook 2009*, París.
- _____(2009b), “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” [en línea] <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/impact-1.pdf>.
- _____(2008), *World Energy Outlook 2008*, París.
- _____(2007), *World Energy Outlook 2007*, París.
- _____(2006), *World Energy Outlook 2006*, París.
- _____(2005), *World Energy Outlook 2005*, París.
- ANP (Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles del Brasil) (2013), “Desarrollos en el pre-sal brasileño”, documento presentado en la XVII Reunión anual de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE), Santa Cruz, 23 a 26 de abril.
- _____(2012), “Resultados de rondas de licitación” [en línea] <http://brasil-rounds.gov.br>.
- Arze, Carlos y otros (2011), *Gasolinazo: subvención popular al Estado y a las petroleras*, La Paz, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA), agosto.
- Baker, Hughes (2013), “International rig counts” [en línea] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm.
- Banco Mundial (2013), “World Development Indicators (WDI)” [en línea] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>.
- Bourland, Brad y Paul Gamble (2011), “Saudi Arabia’s coming oil and fiscal challenge”, Jadwa Investment, julio.
- BP (British Petroleum) (2013), *Statistical Review of World Energy, 2013* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____(2012), *Statistical Review of World Energy, 2012* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____(2011), *Statistical Review of World Energy, 2011* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____(2007), *Statistical Review of World Energy, 2007* [en línea] http://www.bp.com/liveassets/bp.../russia/.../Stat_Rev_2006_eng.pdf.
- Business Monitor International (2013), *Venezuela Oil and Gas Report Q2 2013*, febrero.
- CBHE (Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía) (2011), *Revista Petróleo y Gas*, N° 72, marzo-abril.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2013a), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2012 (LC/G.2571-P)*, Santiago de Chile, junio. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.13.II.G.4.
- _____(2013b), *Recursos naturales en UNASUR: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional (LC/L.3627)*, Santiago de Chile, mayo.
- _____(2012a), *Estudio Económico de América Latina y el Caribe, 2012. Las políticas ante las adversidades de la economía internacional (LC/G.2546-P)*, Santiago de Chile, octubre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.12.II.G.3.
- _____(2012b), *Panorama de la Inserción Internacional de América Latina y el Caribe 2011-2012 (LC/G.2547-P)*, Santiago de Chile, octubre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.12.II.G.5.

- _____(2012c), “Rentas de recursos naturales no-renovables en América Latina y el Caribe: evolución 1990-2010 y participación estatal”, documento presentado en el Seminario Gobernanza de los Recursos Naturales en América Latina y el Caribe: Desafíos de Política Pública, Manejo de Rentas y Desarrollo Inclusivo, Santiago de Chile, 24 y 25 de abril.
- _____(2012d), *Cambio estructural para la igualdad: una visión integrada del desarrollo* (LC/G.2524(SES.34/3)), Santiago de Chile.
- _____(2012e), “CEPALSTAT, bases de datos y publicaciones estadísticas” [en línea] <http://websie.eclac.cl/infest/ajax/cepalstat.asp?carpeta=estadisticas>.
- _____(2012f), “Panorama y aporte fiscal del sector hidrocarburos en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella y otros, Santiago de Chile, inédito.
- _____(2012g), “Panorama y aporte fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella y J. Lardé, Santiago de Chile, inédito.
- _____(2011), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2010* (LC/G.2494-P), Santiago de Chile, mayo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.11.II.G.4.
- _____(2010), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2009* (LC/G.2447-P), Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.10.II.G.4.
- _____(2008), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2007* (LC/G.2360-P), Santiago de Chile, mayo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.08.II.G.11.
- _____(2007), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2006* (LC/G.2226-P), Santiago de Chile, mayo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.07.II.G.32.
- _____(2003), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2002* (LC/G.2198-P), Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.03.II.G.11.
- Damodaran, Aswath (2013), “Margins by sector”, New York University [en línea] <http://pages.stern.nyu.edu>.
- Daniel, Philip, Michael Keen y Charles McPherson (eds.) (2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Londres, Routledge.
- Ecopetrol [en línea] <http://www.ecopetrol.com.co>
- EIA (Administración de Información Energética) (2012), “International Energy Statistics” [en línea] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.
- _____(2011a), “Country analysis briefs: Argentina” [en línea] <http://www.eia.gov.us>.
- _____(2011b), “Country analysis briefs: Bolivia” [en línea] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____(2011c), “Country analysis briefs: Brazil” [en línea] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____(2011d), “Country analysis briefs: Colombia” [en línea] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____(2011e), “Country analysis briefs: Ecuador” [en línea] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____(2011f), “Country analysis briefs: Mexico” [en línea] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____(2011g), “Country analysis briefs: Peru” [en línea] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____(2011h), “Country analysis briefs: Venezuela” [en línea] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- EIU (The Economist Intelligence Unit) (2011), “Ecuador: Energy Report”, Nueva York, octubre.
- _____(2010), “Country Commerce: Venezuela”, Nueva York, octubre.
- ENI (2012), *World Oil and Gas Review, 2012* [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.
- _____(2010), *World Oil and Gas Review, 2010* [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gasreview/pages/home.shtml>.
- _____(2004), *Gli Idrocarburi: Origine Ricerca e Produzione*, Erredi Grafiche Editoriali, octubre.
- _____(2002), *Glosario dell'Industria Petrolifera*, Grafiche Mariano, diciembre.
- Ernst & Young (2012), *Global Oil and Gas Reserves Study, 2012* diciembre [en línea] [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global_oil_and_gas_reserves_study/\\$FILE/Global_oil_and_gas_reserves_study.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global_oil_and_gas_reserves_study/$FILE/Global_oil_and_gas_reserves_study.pdf).

- _____(2011), *Global E&P Benchmark Study*, noviembre.
- _____(2010), *Global E&P Benchmark Study*, octubre.
- FMI (Fondo Monetario Internacional) (2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practices*, Washington, D.C.
- Fundación Bariloche (2012), “Informe sectorial hacia una nueva agenda energética para la región: análisis de la oferta y demanda de energía (borrador de discusión)”, enero.
- Fundación Milenio (2012), *Informe de Milenio sobre la Economía. Gestión 2011*, La Paz.
- Gallun, Rebecca (2001), *Fundamentals of Oil and Gas Accounting*, Editorial PennWell.
- Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs y Joseph E. Stiglitz (eds.) (2007), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, mayo.
- IDEA (Instituto Internacional de Democracia y Asistencia Electoral) (2008), *Memoria del seminario internacional Gestión de los hidrocarburos: experiencias de otros países productores*, La Paz.
- IHS CERA (2013), “IHS CERA: Capital Costs” [en línea] <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>.
- Jenkins, Rhys (2011), “El “efecto China” en los precios de los productos básicos y en el valor de las exportaciones de América Latina”, *Revista CEPAL*, N° 103 (LC/G.2487-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), abril.
- Johnston, Daniel (1994), *International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts*, PennWell.
- Khelil, Chakib (1995), “Fiscal systems for oil”, *Note*, N° 46, Banco Mundial, mayo.
- Latin America Monitor* (2012a), “Mexico: exports outpacing the competition”, vol. 29, enero.
- _____(2012b), “Brazil: the macro case for Brazil over Mexico”, vol. 29, enero.
- Medinaceli, Mauricio (2010), *Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América Latina 2010*, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), junio.
- _____(2007), *La nacionalización del nuevo milenio: cuando el precio fue un aliado*, La Paz, Fundemos.
- Mountinho dos Santos, Edmilson (2008), “La industria del petróleo brasileña. Marco regulatorio”, IDEA Internacional.
- PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) (2013) [en línea] <http://www.pdvsa.com>.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos) (2013) [en línea] http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx#UkRbGn_MW8.
- Petroamazonas (2013) [en línea] <http://www.petroamazonas.ec/es/>.
- Petrobras (2013) [en línea] <http://www.petrobras.com/en/home.htm>.
- _____(2012), “Pre-sal panorama e oportunidades”, septiembre [en línea] <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-rio-oil-and-gas-pre-sal-carlos-tadeu-fraga.htm>.
- Plataforma Energética (2012), “Argentina: las petroleras invierten o se van del país”, febrero [en línea] <http://plataformaenergetica.org/content/3218>.
- Rousseau, Isabelle (2008), “La industria mexicana del petróleo: PEMEX y los principios de buen gobierno”, IDEA Internacional.
- SPE (Society of Petroleum Engineers) (2009), “Petroleum Resources Management System”.
- Standard & Poor’s (2011), “Big spenders: Latin America’s national oil companies, Petrobras and PEMEX”, *Standard & Poor’s CreditWeek*, 14 de diciembre.
- Trinidad y Tabago, Gobierno de (2012), *Review of the Economy 2012. Stimulating Growth, Generating Prosperity*.
- UNCTAD (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo) (2013), Base de datos [en línea] http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en.
- YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) (2013) [en línea] <http://www.ypf.com/Paginas/Home.aspx#>.
- YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) (2013) [en línea] <http://www.ypfb.gob.bo>.

Capítulo III

POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL DESARROLLO DE LOS SECTORES HIDROELÉCTRICO Y DE SERVICIOS DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO EN LOS PAÍSES DE LA CELAC

A. INTRODUCCIÓN

Los países de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) ocupan solo el 15% del territorio mundial, pero reciben casi el 30% del total de precipitaciones y generan el 33% de la escorrentía. Considerando que esta región alberga unos 570 millones de personas, lo que equivale a menos del 12% de la población del planeta, la dotación de agua per cápita en los países de la CELAC, cercana a los 28.000 metros cúbicos por habitante y año, supera en mucho el promedio mundial.

Si bien esta región es una de las que tiene una mayor abundancia de agua, su distribución es muy desigual y los recursos hídricos están sujetos a múltiples presiones, como la creciente contaminación hídrica, la degradación de las cuencas de captación y el uso insostenible y el agotamiento de los acuíferos, como resultado del crecimiento demográfico, el desarrollo socioeconómico y la interferencia creciente de la sociedad en el ciclo hidrológico.

Cabe agregar que alrededor del 71% del caudal superficial de esta región corresponde a cuencas compartidas, que abarcan un 55% de su superficie. En América del Sur las cuencas transfronterizas alcanzan el 75% del caudal, mientras que en México y Centroamérica representan el 24%. En relación con estas cuencas, los países de la CELAC mantienen y han fortalecido una prolongada tradición de cooperación en el campo de los recursos hídricos transfronterizos, lo que se ha concretado sobre todo en el desarrollo de varios proyectos hidroeléctricos de gran envergadura.

Por otra parte, la distribución de las precipitaciones en el territorio que abarcan los países de la CELAC es muy heterogénea, de modo que junto a zonas muy áridas (como Baja California en México o Atacama en Chile), coexisten regiones con una gran abundancia de recursos hídricos. La distribución estacional y la variación anual de las precipitaciones son también irregulares, de modo que en algunas zonas existe un exceso de agua en determinadas estaciones y sequía en otras.

A pesar de la relativa abundancia de agua en la región, en muchos países la gobernabilidad del recurso es inadecuada. Esta situación se analizó en el cuarto Informe del Programa Mundial de Evaluación de los Recursos Hídricos (2012) de las Naciones Unidas, donde se concluye que en la gestión del agua de la región persiste la incapacidad para establecer instituciones capaces de gestionar el recurso en condiciones de creciente escasez, incertidumbre y conflicto (WWAP, 2012).

Existe consenso a nivel mundial en cuanto a que la gestión del agua debe hacerse de forma que se consideren los intereses, las interrelaciones y los impactos de todos los usos y usuarios en el proceso de toma de decisiones, lo que se conoce como la gestión integrada de los recursos hídricos (Solanes y Jouravlev, 2005).

Para el desarrollo sectorial en las próximas décadas se deberán considerar las nuevas realidades surgidas a raíz de la creciente competencia por el uso múltiple del agua y los desafíos impuestos por el cambio climático. Así, deberán plantearse nuevos retos y temas, como la eficiencia hídrica y energética en los aprovechamientos sectoriales; el manejo de nuevas fuentes de agua (desalación del agua de mar); la protección de cuencas de captación —lo que en muchos casos está asociado a pagos por servicios ambientales— y una mayor integración y coordinación de los actores involucrados en la gestión de los recursos hídricos.

En este contexto es de especial relevancia el desafío que enfrentan los países de la CELAC, derivado del cambio climático: “Las proyecciones climáticas muestran un persistente aumento de eventos climáticos

extremos. [...] Con respecto a las olas de calor, se proyecta un aumento significativo para toda América Latina y el Caribe, con mayor énfasis en el Caribe y en el sureste de América del Sur y Centroamérica” (CEPAL, 2010). Los países más pobres de Centroamérica, el Caribe y los Andes, cuya capacidad de gestión del agua es relativamente débil, enfrentan mayor riesgo de impactos desfavorables asociados al cambio climático (WWAP, 2012).

Las previsiones que apuntan a un retroceso de los glaciares y a la disminución de los recursos hídricos disponibles son motivo de gran preocupación, especialmente para los países andinos, toda vez que la cordillera de los Andes alberga el 90% de los glaciares del mundo, que producen el 10% del agua dulce del planeta. La mayoría de los cursos de los ecosistemas altoandinos y los glaciares drenan hacia la extensa Amazonia. Naturalmente, la alteración de los caudales tendría grandes repercusiones en algunos de los países de la CELAC, tanto en el acceso a las fuentes de agua, la producción de hidroenergía y la agricultura, como en la conservación de los ecosistemas asociados. Cabe notar que, ante la posible bonanza que experimentarían algunas cuencas glaciares en los próximos años por efecto de la deglaciación y la escasez inminente de agua en épocas secas o de estiaje después de llegar al punto máximo, se requieren sin más demora acciones planificadas. Por ejemplo, en las últimas tres décadas en los Andes peruanos el área total ocupada por glaciares se redujo un 22%, mientras que el área de glaciares menores, hasta un 80%, con lo que disminuyó un 12% la disponibilidad de agua dulce en la zona costera, donde se ubica el 60% de la población peruana (Comunidad Andina, 2008).

Las modificaciones en los patrones del clima son un aspecto especialmente sensible, dada la estructura exportadora de la mayoría de los países de la región, que precisan del agua para alimentar sus procesos productivos. Una consecuencia inevitable en ese contexto es que los países de la CELAC deberían adoptar urgentemente estrategias de gestión de los recursos hídricos y de desarrollo económico en que se reconozca en forma explícita la gravedad de la creciente escasez relativa del agua, propendiendo hacia un enfoque integrado y una gobernabilidad hídrica fortalecida, con la participación de todos los actores interesados y suficiente capacidad institucional para prever y resolver los conflictos emergentes en este ámbito.

La hidroenergía ha comenzado a adquirir preponderancia en las agendas públicas de los países de la CELAC, ante la alta disponibilidad de este recurso con potencial hidroeléctrico (técnica y económicamente aprovechable) y el futuro escenario de volatilidad del precio de los hidrocarburos, a lo que hay que agregar que la región solo ha desarrollado alrededor del 30% de su capacidad hidroeléctrica (BID, 2013). La capacidad instalada de generación hidroeléctrica en la región es de 156.852 megavatios (MW), en tanto que la generación potencial alcanza 694 gigavatios (GW). Una gran parte de esta se concentra en el Brasil, si bien Colombia, el Perú y Venezuela (República Bolivariana de) también tienen —aunque en un nivel más modesto— un considerable potencial hidroeléctrico. En cambio, los países del Caribe presentan opciones hidroenergéticas mucho más limitadas en comparación con el resto de la CELAC.

La debilidad e insuficiencia institucional —en referencia a marcos legales, organismos encargados de su aplicación y sistemas de gobernabilidad— impide encauzar y coordinar las necesidades económicas, sociales y ambientales de diferentes usuarios y partes interesadas, lo que genera inestabilidad respecto a los usos del agua con fines de generación hidroeléctrica. Esta circunstancia se ve agravada por leyes de aguas en que no se ha tenido en cuenta la creciente competencia por el recurso, sobre todo en cuencas muy intervenidas y con desarrollo económico concentrado, lo que ha dado lugar, por ejemplo, al incremento de conflictos socioambientales relacionados con grandes proyectos hidroeléctricos y mineros.

De igual manera, con las crecientes demandas por parte de la ciudadanía sobre el derecho al agua y al saneamiento se han planteado exigencias que deben resolverse con urgencia en los países de la región. Los mayores desafíos radican en la calidad y cobertura de los servicios de agua potable y saneamiento, así como en el tratamiento de las aguas residuales. A este respecto, los países de la CELAC han experimentado con distintas opciones institucionales para intentar resolver la provisión de estos servicios en forma eficiente, equitativa y sostenible.

En la siguiente sección del documento se revisa la situación de la generación de hidroenergía y de la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento y se proponen medidas concretas para enfrentar los desafíos pendientes.

Recuadro III.1
ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO: EL ROL CENTRAL DEL AGUA

Con los efectos del cambio climático se profundizarán los riesgos e incertidumbres vinculados al agua. En algunas zonas es posible que haya un exceso de agua en comparación con épocas pasadas. En otras puede ocurrir lo contrario, de modo que se registren procesos de aguda escasez. Así, cabe esperar incrementos de la variabilidad espacial y temporal de la precipitación y cambios en el patrón de escurrimientos. En este contexto parece conveniente revisar algunos aspectos fundamentales de la institucionalidad hídrica a fin de determinar posibles opciones para su adaptación a un cambio de circunstancias. A continuación se enumeran algunos de los elementos que quizá convenga analizar con mayor atención:

- Mejorar la información sobre disponibilidad de agua, sus usos y usuarios, así como sobre los impactos esperados del cambio climático, tanto en el ciclo hidrológico como en aprovechamientos y usuarios.
- Mejorar la información y su disponibilidad pública acerca de los impactos que el régimen económico general tiene sobre los diferentes usos y usuarios del agua, así como sobre la eficiencia, la sostenibilidad y la equidad.
- Definir claramente los canales en que esta información se tendrá en cuenta en procesos de toma de decisiones de gestión del agua. Por ejemplo, puede ser conveniente reconsiderar cómo deben evaluarse los recursos hídricos en el largo plazo desde el punto de vista de la planificación hidrológica.
- Dado que el registro hidrológico del futuro no será igual al del pasado, es necesario revisar criterios de diseño, ejecución y operación de obras que tengan varias décadas de vida útil. Se requieren estudios sobre la sensibilidad de los sistemas hídricos ante las posibles variaciones de las condiciones climáticas del futuro.
- Elaborar criterios claros para determinar el alcance de los derechos de agua en situaciones de escasez y mejorar las posibilidades de su condicionamiento en favor de objetivos de sostenibilidad y resiliencia.
- Definir con mayor precisión preferencias y prioridades de uso, en especial en situaciones de escasez.
- Mejorar la identificación de usos consuntivos.
- Lograr una mejor integración entre la gestión del agua superficial y el agua subterránea, entre la asignación del agua y el control de su contaminación, entre la gestión de la demanda de agua y la gestión de su oferta, y entre el manejo del agua, el ordenamiento territorial y la gestión de ecosistemas relacionados, en especial, las cuencas de captación.
- Mejorar los sistemas de prevención y respuesta frente a los efectos de una mayor variabilidad, con énfasis en la gestión del riego.
- Planificar la adopción de medidas de adaptación en forma gradual y secuenciada, estableciendo claramente los umbrales a partir de los cuales se activarán esas medidas, así como los poderes de las autoridades públicas y los derechos de los particulares al respecto.
- Crear, preferiblemente a nivel de cuencas, foros de usuarios, autoridades públicas y otras partes interesadas, con fines de consulta y coordinación y, eventualmente, para la toma de decisiones.
- Facilitar mecanismos de reasignación del agua en y entre sectores de usuarios con controles y compensaciones de externalidades adecuados.
- Determinar márgenes mínimos de seguridad para mantener operativos los servicios públicos esenciales.
- Consensuar medidas de adaptación con países vecinos que compartan recursos transfronterizos y determinar criterios al respecto.

Finalmente, lo más importante es “ordenar la casa” antes de que venga la tormenta, lo que significa consolidar, formalizar y fortalecer el sistema institucional de gestión de los recursos hídricos para que se ajuste a la naturaleza de los desafíos de ahora y los del futuro, y dotarlo con poderes y recursos acordes a su responsabilidad.

Fuente: Andrei Jouravlev y Miguel Solanes, “Editorial”, *Carta Circular*, Nº 35, Red de Cooperación en la Gestión Integral de Recursos Hídricos para el Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2011.

B. DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA HIDROELECTRICIDAD

1. Panorama actual de la generación hidroeléctrica en los países de la CELAC

En su conjunto, los países de la CELAC tienen la gran oportunidad de integrar energías renovables a sus matrices energéticas, que poseen evidentes ventajas sobre las provenientes de otras fuentes. Entre esas ventajas destacan la relativa disponibilidad de recursos, la facilidad de aprovechamiento de estos y el hecho de que siguen encontrándose en la naturaleza con el paso del tiempo. En este contexto, como se ha dicho anteriormente, la hidroenergía ha comenzado a adquirir preponderancia en las agendas públicas de los países de CELAC.

Siguiendo una tendencia mundial, los países de la región han experimentado un incremento de la demanda de energía. Durante las últimas dos décadas, el consumo total de electricidad pasó de 489 teravatios-hora (TWh) en 1990 a 1.073 TWh en 2010, con una tasa media de crecimiento anual del 4% (OLADE, 2012).

En lo que respecta a la producción de energía primaria, los hidrocarburos siguen teniendo una destacada presencia en los países de la CELAC. Entre 1970 y 2012, su participación se ha reducido levemente (un 4%), al tiempo que su composición ha variado en forma sensible. En efecto, si en la década de 1970 el petróleo representaba un 65% de la oferta de energía primaria, en 2012 esa participación se había reducido hasta casi el 53%. En cambio, en este lapso de tiempo se ha incrementado la participación del gas natural de un 15% a un 24%. Por otra parte, la proporción de carbón mineral en la oferta de energía primaria ha ido aumentando, de modo que ha pasado de algo más del 1% en 1970 a casi un 6% en 2010, pese a la reducción registrada en el año 2012 (CEPAL/IILA, 2010). La participación de la hidroenergía, en tanto, se ha elevado desde un 3% en 1970 hasta un 7% en 2012 (véanse el cuadro III.1 y el gráfico III.1).

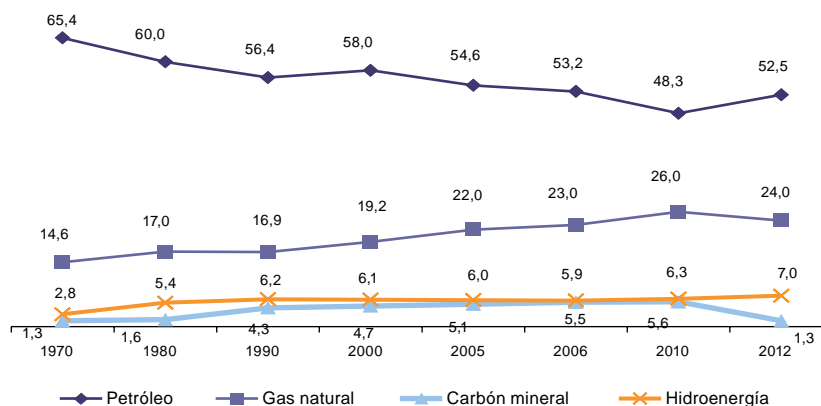
Cuadro III.1
**COMUNIDAD DE ESTADOS LATINOAMERICANOS Y CARIBEÑOS (CELAC):
 PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS FÓSILES Y LA HIDROENERGÍA
 EN LA OFERTA TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA, 1970-2012**
(En porcentajes)

Fuentes de energía	1970	1980	1990	2000	2005	2006	2010	2012
Petróleo	65,4	60,0	56,4	58,0	54,6	53,2	48,3	52,5
Gas natural	14,6	17,0	16,9	19,2	22,0	23,0	26,0	24,0
Carbón mineral	1,3	1,6	4,3	4,7	5,1	5,5	5,6	1,3
Hidroenergía	2,8	5,4	6,2	6,1	6,0	5,9	6,3	7,0
Total	84,1	84,0	83,8	88,0	87,7	87,6	86,2	84,8

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Comisión Económica para América Latina y el Caribe/Instituto Italo-Latino Americano (CEPAL/IILA), *América Latina e Caribe: la sfida dell'energia*, Hugo Altomonte y otros, Roma, 2010 y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), *Sistema de Información Económica Energética (SIEE)*, 2012 [en línea] <http://siee.olade.org/SIEE>.

Considerando las principales fuentes de producción de energía existentes en la región, se constata que en los países de la CELAC, la generación hidráulica y la térmica concentran la mayor capacidad instalada, totalizando entre ambas un 97%, mientras que la geotermia es la fuente que exhibe la menor capacidad instalada. Entre las fuentes generadoras, la nuclear está presente solo en la Argentina, el Brasil y México.

Gráfico III.1
**COMUNIDAD DE ESTADOS LATINOAMERICANOS Y CARIBEÑOS (CELAC):
 PARTICIPACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS Y LA HIDROENERGÍA
 EN LA OFERTA TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA, 1970-2012**
 (En porcentajes)



Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Sistema de Información Económica Energética (SIEE), balance energético, 2013.

Como se constata en el cuadro III.2, en el ámbito regional el Brasil se destaca ampliamente en cuanto a capacidad de generación de electricidad, con un 37%, mientras que los países de Centroamérica exhiben la menor capacidad de generación, con un 4% de participación.

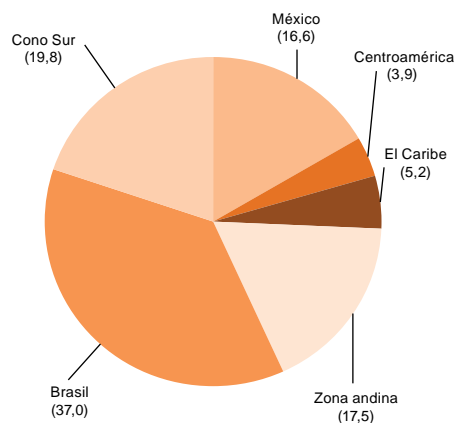
Cuadro III.2
**COMUNIDAD DE ESTADOS LATINOAMERICANOS Y CARIBEÑOS (CELAC): CAPACIDAD
 INSTALADA PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, 2011**
 (En megavatios)

País o subregión	Hidráulica	Térmica	Geotérmica	Nuclear	Otras	Total
México	11 542	38 631	887	1 365	87	52 512
Centroamérica	5 086	6 305	552	0	517	12 460
El Caribe	859	15 449	0	0	87	16 395
Zona andina	30 521	23 716	0	0	1 143	55 381
Brasil	82 458	31 243	0	2 007	1 426	117 134
Cono Sur	26 385	34 420	0	1 018	1 042	62 865
Total de la CELAC	156 852	149 764	1 438	4 390	4 302	316 745

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Sistema de Información Económica Energética (SIEE), 2012 [en línea] <http://sieve.olade.org/SIEE>.

En el gráfico I.2 se muestra la capacidad instalada para la generación eléctrica en la región. Cabe considerar que el Brasil es también el país que cuenta con la mayor capacidad instalada de generación eléctrica por medios hidráulicos (53%), de energía nuclear (46%) y de otras energías (33%). Por su parte, México es el país con mayor capacidad térmica instalada para la generación eléctrica (26%).

Gráfico III.2
**COMUNIDAD DE ESTADOS LATINOAMERICANOS Y CARIBEÑOS (CELAC): CAPACIDAD
 INSTALADA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, 2011**
(En porcentajes)



Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Sistema de Información Económica Energética (SIEE), 2012 [en línea] <http://siee.olade.org/SIEE> y Administración de Información Energética (EIA), "International Energy Statistics" 2012 [en línea] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.

En la composición de la capacidad instalada de generación eléctrica de los países de la CELAC, que asciende a 316.745 MW, la hidroelectricidad representa alrededor del 50%, mientras que las plantas termoeléctricas suman un porcentaje cercano al 47%. Por su parte, la energía nuclear contribuye con un poco más del 1%, mientras que el 1% restante se clasifica como energías renovables no convencionales.

Considerando la participación de las diversas fuentes de generación de electricidad y dada la alta participación de la hidroenergía y el gas natural, se constata que en la CELAC este proceso es más limpio que en el resto del mundo (véase el gráfico III.3).

Gráfico III.3
**COMUNIDAD DE ESTADOS LATINOAMERICANOS Y CARIBEÑOS (CELAC) Y EL MUNDO:
 GENERACIÓN ELÉCTRICA, POR FUENTE**
(En porcentajes)

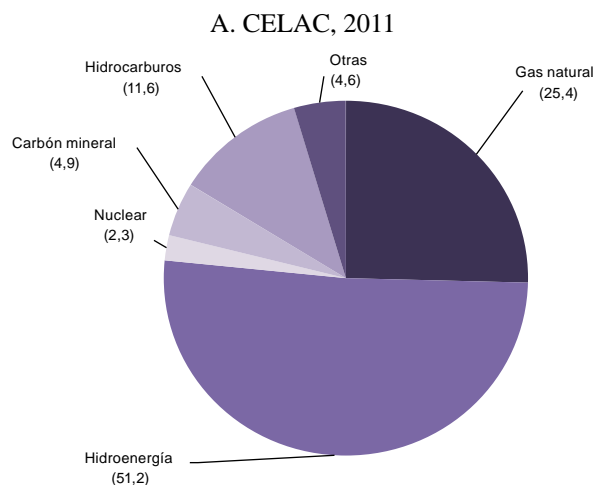
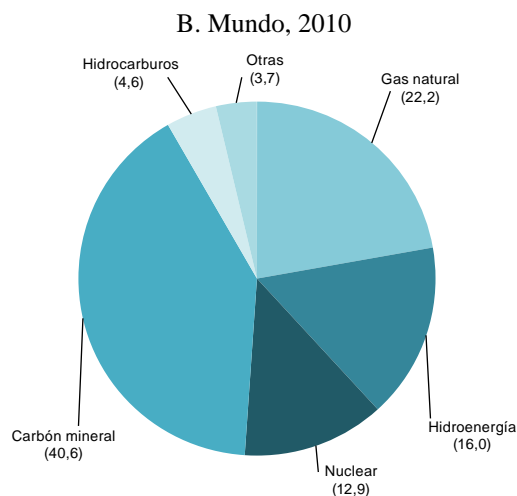


Gráfico III.3 (conclusión)



Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Sistema de Información Económica Energética (SIEE), 2012 [en línea] <http://siece.olade.org/SIEE> y Administración de Información Energética (EIA), “International Energy Statistics” 2012 [en línea] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.

En el cuadro III.3 se muestra que la zona andina y el Brasil concentran un 76% del potencial hidroeléctrico (un 38% la zona andina y un 38% el Brasil), mientras que Centroamérica y el Caribe, en conjunto, no superan el 6% del potencial, el Cono Sur se sitúa en un 12% y México, en un 8%.

Cuadro III.3
COMUNIDAD DE ESTADOS LATINOAMERICANOS Y CARIBEÑOS (CELAC): POTENCIAL Y CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA, 2011
(En gigavatios y porcentajes)

País o subregión	Potencial	Proporción	Capacidad instalada	Proporción
México	53	7,6	12	7,6
Centroamérica	25	3,6	5,0	3,2
El Caribe	13	1,9	1,0	0,6
Zona andina	263	37,9	31	19,8
Brasil	260	37,5	83	52,9
Cono Sur	80	11,5	26	16,6
Total de la CELAC	694	100,0	156,9	100,0

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Sistema de Información Económica Energética (SIEE), 2012 [en línea] <http://siece.olade.org/SIEE>.

La CELAC está aprovechando el 22% de su potencial de generación hidroeléctrica (véase el cuadro III.3). En el Cono Sur y el Brasil se registran los mayores niveles de aprovechamiento, con un 33% y un 32%, porcentajes superiores al promedio de la región. El Caribe, junto con poseer el menor potencial hidroeléctrico en la CELAC, es también la zona que en menor proporción lo utiliza. Por su parte la zona andina, que tiene el mayor potencial de la región, solo aprovecha un 12%, lo que evidencia una brecha significativa. Por último, México, utiliza un 22% de su potencial hidroeléctrico, lo que se acerca al promedio de la CELAC.

Considerando el potencial del recurso hídrico existente en los países de la CELAC, especialmente en la zona andina y el Brasil, se advierte que un mejor aprovechamiento puede constituirse en un sólido soporte del desarrollo económico de la región, al ofrecer una opción que cumpliría con los requisitos cada vez más estrictos en cuanto a los impactos —sociales y ambientales— que la sociedad tolera. En el recuadro III.2 se presentan algunos proyectos relevantes de generación hidroeléctrica en varios países de la CELAC.

Recuadro III.2

PROYECTOS HIDROENERGÉTICOS RELEVANTES EN LOS PAÍSES DE LA CELAC

El Brasil, con proyectos hidroeléctricos que en 2020 permitirían generar 26.638 megavatios (MW), avanza con pasos firmes. Entre otros emprendimientos, figura la construcción de la central Belo Monte, que tendrá una capacidad instalada superior a 11.000 MW y estará ubicada en el río Xingu, afluente del Amazonas, convirtiéndose en la tercera mayor central hidroeléctrica del mundo. Otras centrales de gran escala son los dos proyectos en el río Madeira: Santo Antônio, con 3.150 MW, y Jirau, con 3.300 MW.

El Perú, por su parte, ha anunciado sus planes para generar más de 2.000 MW en hidroelectricidad. Además, en virtud de un acuerdo energético con el Brasil de junio de 2010, se establece que diversas empresas brasileñas construirían hasta 15 represas y las administrarían durante 30 años (el 80% de la generación correspondería al Brasil). En el proyecto se pretende usar las aguas del río Marañón para generar 12.400 MW de energía eléctrica, constituyendo una “verdadera revolución energética” que sustente el crecimiento del país hasta el año 2050. Actualmente, el acuerdo está siendo revisado por los congresos de ambos países para su ratificación.

Colombia, con proyectos hidroeléctricos que en el año 2020 permitirían generar casi 5.200 MW, también planea aumentar la participación de las fuentes renovables en la matriz energética. Actualmente se está construyendo la hidroeléctrica El Quimbo, en el departamento del Huila, con 400 MW de potencia. Se han anunciado además otros proyectos de envergadura: el de Sogamoso, que aportará 820 MW al sistema, y el de Pescadero-Ituango, de 2.400 MW.

La Argentina tiene previstas para 2020 inversiones en proyectos hidroeléctricos con los que se generarían más de 2.600 MW. En este contexto cabe mencionar la ampliación de la central de Yacyretá —que comparte con el Paraguay—, la cual pasó de una capacidad de generación de 1.350 MW en 2004 a 2.250 MW en 2010, aumentando un 67%. Por otra parte, avanza la construcción del complejo hidroeléctrico La Barrancosa-Cóndor Cliff, en la Patagonia argentina, que aportará una potencia eléctrica de más de 1.700 MW.

El Ecuador trabaja en proyectos para la generación de más de 2.540 MW, lo que incluye la construcción de ocho centrales hidroeléctricas, entre las que destacan las de Coca Codo Sinclair (1.500 MW), Sopladora (312 MW) y Toachi Pilatón (253 MW), cuyas obras ya están en ejecución. A esto se suman otros cinco proyectos, que se construirán en los próximos años: Minas San Francisco (276 MW), Delsitanisagua (115 MW), Quijos (50 MW), Mazar Dudas (21 MW) y Villonaco (15 MW). De esta forma, se pretende duplicar la actual producción de electricidad para el año 2016. Una vez en funcionamiento las ocho centrales, se estima que el 93% de la matriz energética sería de origen hidroeléctrico.

Costa Rica está tomando la delantera en Centroamérica, con los proyectos hidroeléctricos Reventazón, de 305 MW, y El Diquis, de 650 MW.

En México se ha modificado la Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética, con el fin de incluir los proyectos hidroeléctricos en la categoría de renovables cuando cumplan ciertos criterios. En este contexto, las plantas hidroeléctricas con capacidad para generar hasta 30 MW serán clasificadas como fuente renovable cuando cumplan con los niveles de densidad de generación, que son los aplicados por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático para determinar si una planta reúne los requisitos que definen el mecanismo para un desarrollo limpio.

Fuente: Elaboración propia.

Una característica destacada del desarrollo hidroeléctrico de los últimos años es la preponderancia de la generación de pasada, de pequeña escala, y el énfasis en la construcción de presas con menor capacidad de almacenamiento y cuyo único propósito es la generación eléctrica (a diferencia de otras épocas, en que predominaba un enfoque de usos múltiples). En comparación con el período 1976-2000, entre 2001 y 2011 se construyó un mayor número de presas (un 50% más al año), aunque con una capacidad individual de almacenamiento equivalente a menos de un tercio que antes (ICOLD, 2013). En el Brasil se concentra un 92% de las nuevas presas y un 84% de la capacidad de almacenamiento. En este país, el desarrollo hidroeléctrico estuvo aparejado a significativos avances tecnológicos y una consideración cada vez mayor de los aspectos ambientales y sociales.

2. Sostenibilidad de la hidroenergía

Los países de la CELAC, al igual que el resto del mundo, están en un proceso de búsqueda de alternativas energéticas que sean seguras y más económicas, además de social y ambientalmente sostenibles. Sin duda, la entrada en escena de fenómenos desconocidos hasta hace un par de décadas, como el cambio climático, ha obligado a examinar con detenimiento los beneficios y costos de las diversas fuentes energéticas.

Las grandes obras hidroeléctricas ya construidas encuentran en América del Sur su mayor expresión en las centrales hidroeléctricas de Itaipú (aprovechamiento conjunto del Brasil y el Paraguay) y Yacyretá (central binacional de la Argentina y el Paraguay). De menor envergadura es la central de Salto Grande (aprovechamiento binacional de la Argentina y el Uruguay).

Por lo general se afirma que los embalses hidroeléctricos regulan el flujo de los cauces de modo que los hacen más permanentes aguas abajo, garantizan una adecuada oferta de agua en períodos secos, controlan crecidas y permiten la agricultura de tierras fértiles, la navegación y los deportes náuticos, además de generar electricidad (Mekonnen y Hoekstra, 2012).

No obstante, la experiencia regional de la última década muestra que el emprendimiento de infraestructura destinada a la generación hidroeléctrica está siendo objeto de intensas controversias por parte de actores sociales directa o indirectamente afectados, lo que ha perturbado la materialización de obras que se tenían por aseguradas. Esta circunstancia se ha producido en numerosos proyectos de energía que, si bien suponen beneficios para una parte importante de un país, implican costos económicos, ambientales y sociales para las comunidades locales. La multiplicación de conflictos sociales y el surgimiento de un discurso adverso a la construcción de represas hidroeléctricas han empezado a permear el predominante consenso sobre los beneficios de las obras de generación hidroeléctrica.

La migración forzada de comunidades (en muchos casos pertenecientes a pueblos originarios); la inundación de áreas naturales que cuentan con flora y fauna endémicas (a menudo pertenecientes a alguna categoría especial de conservación); la generación de gases de efecto invernadero, atribuibles a la descomposición de la biomasa sepultada por los embalses, o la interrupción de los flujos de agua en el período de construcción del embalse, entre otros efectos, han originado conflictos sociales que en muchas ocasiones han retrasado significativamente el plan de obras y en otras han detenido el desarrollo de las iniciativas de inversión en infraestructura para la generación hidroeléctrica.

A lo anterior se suma que muchos países de la CELAC han ratificado el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, en virtud del cual es obligación del Estado consultar a los pueblos interesados respecto de las medidas legislativas o administrativas que les afectan directamente. Entre esas medidas se encuentra la concesión de recursos naturales para su explotación, como es la construcción de una central hidroeléctrica.

En contraste, se ha promovido significativamente la generación hidroeléctrica de pasada o de pequeña escala, al considerarse una fuente de energía cuyo impacto social, económico y cultural es mucho menor que el de las grandes presas. La principal ventaja de este sistema es una menor desviación del flujo natural del agua, con lo que se evita la inundación de grandes áreas y la pérdida de terrenos. Asimismo, se sostiene que esta modalidad de generación sería más respetuosa con el medio ambiente, lo que la transformaría en una fuente “verde” o de bajo impacto. Al mismo tiempo, se debe tener presente que la capacidad instalada de este tipo de proyectos es normalmente muy inferior a la de las grandes centrales.

No obstante, la generación hidroeléctrica de pasada también tiene impactos. Por ejemplo, implica obras de construcción (para lo cual, muchas veces es necesaria la desviación transitoria de las aguas), limpieza de terrenos e instalación de red eléctrica —a fin de inyectar la energía producida—, lo que puede afectar a los ecosistemas, al movimiento de sedimentos y a los patrones de inundaciones (UICN, 2012). Al igual que las grandes presas, la generación hidroeléctrica de pasada puede tener repercusiones sociales relacionadas con

la distribución de las aguas embalsadas, entre otros usos. Así, en cuencas donde se desarrollan múltiples actividades —agrícolas, industriales, culturales, energéticas, pesqueras, turísticas y de consumo humano— tienden a generarse tensiones, ya sea por la asignación del agua o por la propiedad y uso de la tierra.

En este contexto, la sostenibilidad del agua como recurso natural se encuentra seriamente comprometida por tres factores: en primer lugar, la falta de institucionalidad formal que se haga cargo de los problemas de asignación del agua, del control de la contaminación hídrica, del manejo de conflictos por su uso, del financiamiento y de la influencia de los ciclos políticos y macroeconómicos, que en ciertas coyunturas pueden incidir en procesos de sobreexplotación del recurso; en segundo lugar, los efectos del cambio climático, que en algunas cuencas de los países de la CELAC supondrían importantes limitaciones o variaciones de disponibilidad del recurso, y por último, la ausencia de un manejo integral de las cuencas que captan agua y de los glaciares que escurren aguas abajo.

Si no se resuelven los problemas institucionales, no se implementan medidas de adaptación para los sistemas de gestión del recurso ante el cambio climático ni se protegen los ecosistemas aportantes, el agua como recurso puede convertirse en un foco de conflicto económico, político y social. Por ende, para que el desarrollo de la generación hidroeléctrica sea sostenible, deben abordarse esos problemas apropiadamente.

Los conflictos políticos y sociales en torno a las grandes obras hidroeléctricas constituyen un síntoma de la complejidad del debate acerca de este tipo de proyectos. Las discusiones se centran en cómo satisfacer la mayor demanda energética, cautelando las condiciones ambientales de los ecosistemas en que se prevén los emplazamientos, con objeto de que los impactos sociales y ambientales que estos generen sean aceptables para la sociedad, pero, en especial, para las comunidades directamente afectadas.

Estos conflictos no son una característica específica de los países de la CELAC, sino que reflejan un fenómeno global. Crecientemente se considera que los efectos negativos de las presas son injustificables (WCD, 2000). En general, la sociedad está cada vez más convencida de que las autoridades no deben tomar decisiones sobre las grandes obras hidráulicas e imponerlas a la comunidad. Ese cambio de percepción implica mayores exigencias en las metodologías para evaluar opciones, gestionar las obras, obtener la aceptación pública y compartir los beneficios.

Otro de los problemas asociados a las grandes presas tiene que ver con su escasa contribución, una vez terminadas las obras, a las comunidades locales donde se encuentran emplazadas. Por lo general, estas obras se ubican a una considerable distancia de los centros de demanda, por lo que la energía que se produce con recursos locales se transfiere a esos centros y la mayoría de los réditos se destinan a las arcas fiscales o a los dividendos de los accionistas. La crítica no se opone al uso del agua, sino a la distribución de la renta obtenida con la generación de energía. Esta es una reclamación legítima que debe ser resuelta políticamente por las autoridades de cada país. En este sentido, los pagos por servicios ambientales y transferencias del sector eléctrico pueden constituir una modalidad de compensación a las comunidades aledañas a las centrales. En la CELAC varios países, entre los que se encuentran el Brasil, Colombia, Costa Rica y México, han avanzado en este proceso.

Otro desafío que enfrenta la generación hidroeléctrica es su competencia por el agua con otros usuarios de la cuenca. Tal vez la complicación más habitual surja con aquellos que dependen del almacenamiento en embalses para distribuir el caudal anual en el tiempo. Por ejemplo, en muchos lugares la generación de hidroelectricidad compite con otros usos del agua porque se manipulan los caudales para satisfacer la demanda energética, que suele estar desfasada de las necesidades estacionales para otros usos, en especial el riego.

Muchas veces estos conflictos guardan relación con la debilidad de los marcos regulatorios para la gestión de los recursos hídricos. Los problemas más comunes son la insuficiente transparencia de los sistemas de asignación de las aguas, la limitada protección de los derechos existentes, la debilidad de los mecanismos

de rendición de cuentas y una escasa gobernabilidad. El resultado puede ser una ventaja estratégica de la generación hidroeléctrica debido a su alto poder de inversión y posición de negociación frente a otros usos. Para evitar estos conflictos, la generación hidroeléctrica debe insertarse en un espacio no solo de política energética, sino también de gestión integrada de los recursos hídricos y de la política ambiental de los países.

En el recuadro III.3 se describen algunos conflictos socioambientales relevantes en países de la CELAC que están relacionados con el desarrollo de obras de infraestructura hidroenergética.

Recuadro III.3

CONFLICTOS SOCIALES Y AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA HIDROENERGÉTICA

En el Perú, la construcción de la central Inambari, con una potencia proyectada de 2.200 megavatios (MW), se ha postergado hasta que se resuelvan los problemas derivados de la inundación de 41.000 hectáreas de bosque y el desplazamiento de 15 poblados. De igual forma, el proyecto Paquitzapango, con una potencia de generación prevista de 2.000 MW, está pendiente de aprobación por parte de la Comisión de Relaciones Exteriores del Congreso, debido a la controversia por el impacto que tendría en más de 10.000 personas (incluidas 10 comunidades indígenas asháninka) y el Parque Nacional Otishi. Finalmente, Odebrecht, compañía concesionaria de la central Tambo 40, de 1.280 MW, abandonó el proyecto debido a las presiones de la Central Asháninka del Río Ene, una organización indígena que representa a las comunidades asháninkas.

En Colombia, la construcción de la central El Quimbo ha enfrentado diversas acciones de una comunidad que se ha organizado para detener el proyecto, debido al impacto que tendría sobre más de 8.500 hectáreas, entre bosque seco tropical y tierras fértiles y productivas, además del desplazamiento de por lo menos 427 familias. En similar situación se encuentra la central Ituango, con una potencia prevista de 2.400 MW, cuya construcción ha avanzado un 15%, pese a los impactos ambientales que denuncia la población y que afectarían las 3.800 hectáreas que formarán el embalse de acumulación.

El Brasil, a pesar de su desarrollo hidroeléctrico, no queda fuera del alcance de grupos que de manera organizada se oponen al desarrollo de obras hidroeléctricas. Se estima que aproximadamente un 60% de los proyectos de generación y transmisión que debían ejecutarse durante el ejercicio 2011/12 se retrasaron por problemas de tipo ambiental o de conflictos con terceros, incluidas algunas comunidades. Caso emblemático ha sido la central Belo Monte, que, con una potencia de 11.230 MW, requeriría la inundación de una superficie de 500 km² y el desplazamiento de alrededor de 16.000 personas, la mayoría indígenas que viven de la pesca y la caza. Aun cuando la presa está en construcción —se prevé que entre en funcionamiento el año 2015—, el descontento de la población indígena va en aumento.

En Chile, durante el año 2012, tras una presentación de la Corporación Nacional Forestal (CONAF) contra la Dirección General de Aguas (DGA), por haber otorgado derechos de aprovechamiento en los ríos de los parques nacionales de Chiloé y Puyehue, la Corte Suprema de Justicia, validando la Convención para la protección de la flora, de la fauna y de las bellezas escénicas naturales de América (1940), prohibió el uso de esas aguas con fines hidroeléctricos. La relevancia del fallo está relacionada con el hecho de que para el proyecto Hidroaysén se precisa inundar áreas comprendidas en el Parque Nacional Laguna San Rafael, el Parque Nacional Bernardo O'Higgins y la Reserva Forestal Lago Cochrane.

En México, desde diciembre de 2012 los habitantes del municipio de Olintla se han manifestado en diversas ocasiones contra el proyecto hidroeléctrico del Grupo México, que aún no ha obtenido los permisos requeridos por las implicaciones ambientales que podría tener y por su efecto en las comunidades indígenas.

En el Estado Plurinacional de Bolivia se ha culminado la fase de planificación del proyecto El Bala, cuya entrada en funcionamiento sería en el año 2022. Sin embargo, deberá sortear la oposición de los habitantes de la zona, considerando que se requeriría de una relocalización de unas 1.000 personas, la gran mayoría pertenecientes a culturas amazónicas tradicionales —chimanos, tacanas y mosetenes. Se estima que se formaría un embalse de entre 1.200 y 2.505 km².

Fuente: Elaboración propia.

C. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SERVICIOS DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO

Según los datos más recientes del Programa Conjunto OMS/UNICEF de Monitoreo del Abastecimiento de Agua y del Saneamiento, en los países de la CELAC un 94% de la población —unos 536 millones de personas— tiene acceso a fuentes mejoradas de agua. Destacan países como Barbados y el Uruguay,

con un 100% de cobertura; la Argentina y Belice, con un 99%, y Antigua y Barbuda y Chile, con un 98% (JMP, 2013). En el otro extremo, con una cobertura inferior al 90%, se ubican Bolivia (Estado Plurinacional de), Honduras, Nicaragua, el Perú, la República Dominicana y, a bastante distancia, Haití, con solo un 64%.

En cuanto a saneamiento, un 82% de la población de la región —unos 467 millones de personas— dispone de sistemas mejorados; en este ámbito sobresalen Chile, Puerto Rico y el Uruguay, con una cobertura superior al 99%, mientras que Bolivia (Estado Plurinacional de) y Haití son los que presentan los peores indicadores, con un 26% y un 46%, respectivamente. Del 18% de la población que no cuenta con instalaciones de saneamiento mejoradas, un 4% —casi 22 millones de personas— no tienen ni siquiera acceso a instalaciones de saneamiento básicas.

Cabe notar que los niveles de cobertura de los servicios de agua potable y saneamiento deben evaluarse considerando la calidad sanitaria del agua y la continuidad de los servicios, que son deficientes. En efecto, en los datos de acceso no se toma en cuenta la calidad del servicio en términos de potabilidad, intermitencia, presión ni soluciones tecnológicas utilizadas, aspectos en que se observan significativas diferencias entre países de la región y entre las áreas rurales y urbanas. Además, el tratamiento de las aguas residuales es deficitario, ya que no llega a un 30%, aunque se ha observado una rápida expansión en la última década.

Así, al considerar el criterio de acceso seguro y adecuado al servicio de agua potable y saneamiento, la situación es menos positiva: la cobertura real podría ser entre un 15% y un 20% menor que la de acceso mejorado al agua potable registrada actualmente, y entre un 20% y un 40% inferior a la cobertura de saneamiento (McGranahan y Lloyd Owen, 2006).

La realidad de los países de la CELAC es que la calidad de los servicios, incluso en áreas importantes de las principales ciudades, no siempre es la adecuada. Con la excepción de Chile y, en mucho menor medida, del Uruguay y el Brasil, los niveles de tratamiento de las aguas servidas son bajos o nulos. En muchos países, la mayor parte de las aguas residuales se descargan sin tratamiento previo a cursos de agua, causando contaminación hídrica en ríos, lagos y costas. Estos problemas se agravan aún más “con la falta de medidas efectivas de control de la demanda a nivel de los usuarios, y los altos niveles de pérdidas en las redes que llegan a 40% del agua tratada que se distribuye en las cañerías de muchas ciudades” (CAF, 2013).

Con el propósito de mejorar el acceso a los servicios de agua potable y saneamiento, los Estados miembros de las Naciones Unidas, a través de la meta 7C de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), se comprometieron, para el año 2015, a reducir a la mitad con respecto a 1990 la proporción de personas que no tienen acceso sostenible al agua potable ni a servicios básicos de saneamiento. En relación con el agua potable, se ha logrado en los países de la CELAC un gran avance en la expansión de la cobertura y ya se ha cumplido el ODM a nivel regional. De todas formas, se observan diferencias en los niveles de progreso entre las áreas rurales y urbanas, y entre distintas ciudades, provincias, estados, regiones y municipios, así como entre grupos con distintos niveles de ingreso. En general, se estima que un 46% de los países de la CELAC ya han alcanzado la meta y se espera que un 31% adicional lo logre dentro del plazo, pero hay un 23% que probablemente no cumplirá el objetivo en el año 2015 (Jouravlev, 2013). Los mayores atrasos relativos se observan en Haití, la República Dominicana, Jamaica, Santa Lucía y el Perú.

En materia de saneamiento, los países de la CELAC han avanzado en la expansión de la cobertura y, si esta tendencia continúa, es posible que logren el objetivo a nivel regional. Sin embargo, la distribución de los servicios es muy desigual entre los países y dentro de ellos. Los mayores avances se han registrado en las áreas urbanas. Es necesario un mayor esfuerzo para progresar en el logro de la meta de saneamiento, especialmente en los espacios rurales y en el caso de la población urbana en situación de pobreza. En términos generales, un 36% de los países ya han alcanzado la meta, se espera que un 10% también la cumpla dentro del plazo, pero un 54% tiene pocas probabilidades de lograrlo (Jouravlev, 2013). Haití, Nicaragua, Bolivia (Estado Plurinacional de), Santa Lucía, Jamaica, Panamá, el Perú y Colombia, en ese orden, presentan los mayores atrasos relativos.

1. Prestación eficiente, equitativa y sostenible

a) **Contribución de los servicios al desarrollo económico, la equidad social y la sostenibilidad ambiental**

El sector del agua potable y saneamiento constituye una pieza integral del desarrollo actual y futuro de los países de la CELAC. Existe evidencia acerca de los efectos positivos que estos servicios pueden tener sobre factores determinantes del desarrollo económico y social, como la salud pública, los niveles de pobreza, la inclusión y cohesión social, el comercio exterior, la agricultura de riego, el turismo, la brecha de género y la paz social, así como acerca de los efectos negativos, en caso de que no estén disponibles o no sean de buena calidad (Lentini, 2011; Hantke-Domas y Jouravlev, 2011).

Desde una perspectiva económica, mediante la inversión en el sector se promueve el aumento del ingreso familiar, porque tienen lugar menos enfermedades, menor ausentismo laboral y escolar —particularmente de las mujeres— y menores costos de abastecimiento, entre otros efectos, lo que redundaría en una disminución de la pobreza y la indigencia¹; al mismo tiempo, se produce una mayor disponibilidad de tiempo para otras actividades, como esparcimiento, educación y trabajo, con lo que se incrementa la productividad de los países (Hantke-Domas y Jouravlev, 2011).

En lo que respecta a la salud, el consumo de agua contaminada contribuye al aumento de la morbilidad y la mortalidad. Para el conjunto de países de la CELAC, se ha estimado que un 3% de la pérdida de años de vida ajustados en función de la discapacidad se debe a las deficiencias de los servicios de agua potable y saneamiento, y que en algunos países ese impacto llega al 7,7% (Prüss-Üstün y otros, 2008).

Los grupos de personas más pobres y los niños son los más afectados. Estos últimos resultan los más perjudicados en términos de la morbilidad, que repercute en su asistencia y éxito escolar, y de mortalidad, debido a enfermedades de transmisión hídrica. Además, el agua contaminada es una causa directa de desnutrición, puesto que las diarreas y otras infecciones de origen alimentario no permiten la correcta absorción de los nutrientes por parte del intestino (Lentini, 2010). A esto se suma el costo en materia de inserción en el mercado laboral, los gastos en tratamiento y el mayor costo que se impone a los sistemas de salud.

La inversión en saneamiento y en tratamiento de aguas residuales posibilita su vertido en forma ambientalmente sostenible. Esto constituye una ventaja competitiva para el país, pues aumenta la seguridad sanitaria, al mejorar la calidad de las aguas para la agricultura de riego, entre otros aspectos. Se logran así efectos positivos, pues la seguridad sanitaria favorece el acceso a mercados externos de alta exigencia, al mismo tiempo que mejora y expande el intercambio interno. Además, representa una ventaja competitiva para los países como destinos turísticos (Hantke-Domas y Jouravlev, 2011).

Un amplio acceso a los servicios de agua potable y saneamiento de calidad disminuye la inestabilidad política y contribuye a la paz social. Esto se explica por el papel esencial que estos servicios públicos cumplen en la vida de la población. Cuando no pueden acceder a ellos, las personas ven frustradas sus expectativas, ya sea por la falta de servicio o por la mala calidad de este, debido a que resulta poco asequible o a que existen ineficiencias a causa de sistemas regulatorios débiles y de la captura de la prestación por parte de grupos de interés especial. Estas frustraciones producen, en ciertos casos, explosiones políticas y sociales, a las que la región no ha sido ajena (recuérdese el caso de la “guerra del agua” en Cochabamba en 2000 o el conflicto social en Tucumán en 1997) (Hantke-Domas y Jouravlev, 2011).

¹ En Lima, el hecho de conectarse a la red pública de agua potable representaría un incremento del 5% del ingreso de las familias en situación de extrema pobreza (Garrido-Lecca, 2010). Sin embargo, si se considera que los costos inevitables de esas familias ascienden hasta un 50% de ese ingreso nominal, el incremento del ingreso disponible sería del 10%. Además, se genera un ahorro adicional en gastos en salud —por la eliminación de episodios de enfermedad diarreica aguda— de alrededor del 4% del ingreso disponible, lo que situaría en un 14% el aumento del ingreso disponible cada mes.

Por todas las razones expuestas, no es casual que exista en la actualidad un amplio consenso acerca de que el acceso al agua y al saneamiento constituye un derecho humano esencial amparado por el derecho internacional. Así se confirma en la resolución 64/292 de la Asamblea General de las Naciones Unidas de 2010 (véase el recuadro III.4). En el mismo sentido, en la declaración de la XXVII Asamblea Ordinaria del Parlamento Latinoamericano (PARLATINO) en 2011 se señala que “el derecho al agua es un derecho fundamental e inalienable, inherente a la vida, integridad y dignidad humanas, toda vez que el agua es un bien común universal de carácter natural, tangible y vital para la supervivencia de la diversidad biológica en el planeta. La población de la región latinoamericana y caribeña es titular del derecho fundamental al agua en adecuada cantidad, calidad y su sistematización”. En sintonía con estas tendencias en el derecho internacional, diversos países de la CELAC, como Bolivia (Estado Plurinacional de), Costa Rica, el Ecuador, México, Nicaragua, el Paraguay y el Uruguay, han reconocido explícitamente en sus marcos jurídicos el derecho humano al agua y al saneamiento.

Recuadro III. 4

DERECHO HUMANO AL AGUA Y AL SANEAMIENTO

El derecho humano al agua y al saneamiento implica que, en todos los casos, se deben respetar determinados parámetros de disponibilidad, calidad y accesibilidad (física, económica e informativa) tanto del suministro de agua para consumo personal y usos tradicionales relacionados con la subsistencia, como de la recogida y eliminación de excrementos. Esto impone condicionamientos directos en materia de las políticas sectoriales.

La necesidad de asegurar estos estándares da lugar a una serie de obligaciones internacionales del Estado, que se clasifican en función del grado de satisfacción del derecho que resulta exigible. Esto lleva a distinguir las obligaciones básicas —que son aquellas de exigibilidad inmediata y con las que se procura asegurar un grado mínimo de disfrute del derecho— de las obligaciones progresivas, que se cumplen demostrando la realización de acciones eficaces tendientes al logro gradual de su plenitud.

Hay dos grandes tipos de obligaciones básicas: por una parte, garantizar —y no simplemente procurar— que el ejercicio de los derechos protegidos se desarrolle sin discriminación; y por la otra, el Estado tiene la obligación de asegurar la satisfacción de por lo menos niveles esenciales del derecho (por ejemplo, una cantidad mínima para consumo por persona).

En forma paralela al deber de exponer logros básicos, el reconocimiento del derecho al agua y al saneamiento obliga en forma inmediata a arbitrar medidas que conduzcan a lograr paulatinamente la plena efectividad del derecho. Para ello se impone el deber de destinar —actuando de manera eficiente— el máximo de recursos disponibles (institucionales y financieros) y de evitar medidas regresivas. A esto se agrega la necesidad de garantizar la participación genuina —libre, efectiva, significativa y no discriminatoria— de la población en la formulación y ejecución de las estrategias del sector.

Por último, es importante señalar que el reconocimiento del derecho humano al agua y al saneamiento no implica la gratuidad universal de los servicios, sino que significa que su precio pueda ser solventado por la mayoría de los habitantes. De esta forma, quienes puedan hacerlo deberán pagar tarifas que reflejen el costo total eficiente del servicio; y, por su parte, quienes no puedan costearlas deberán poder acceder a un sistema de subsidios que les garantice en forma progresiva consumos mínimos básicos.

Sin embargo, el derecho humano al agua y al saneamiento no se satisface simplemente con el subsidio, sino que además requiere el establecimiento de instituciones regulatorias eficientes y estables. La eficiencia en la prestación es esencial para satisfacer este derecho, puesto que la reducción de los costos hace posible contar con una mayor disponibilidad del servicio. Por el contrario, cuando los costos se elevan por la ineficiencia de los prestadores, ya sean públicos o privados, se atenta contra el derecho humano al agua y al saneamiento.

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), “Editorial”, *Carta Circular*, N° 31, Red de Cooperación en la Gestión Integral de Recursos Hídricos para el Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe, Santiago de Chile, 2009 y Juan Bautista Justo, “El derecho humano al agua y al saneamiento frente a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM)”, *Documentos de Proyecto*, N° 400 (LC/W.536), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2013.

b) Políticas públicas para la eficiencia, la equidad y la sostenibilidad

El sector del agua potable y saneamiento produce externalidades positivas, por lo que uno de los objetivos de política pública debería ser maximizarlas. El mejor mecanismo que se conoce para cumplir con este propósito es la regulación económica.

Los servicios de agua potable y saneamiento son un monopolio natural local. Por las características de la tecnología del proceso de producción, su prestación por parte de un solo proveedor en un área geográfica determinada es la solución más eficiente. Este hecho implica que, sin el debido control, el prestador —sea público o privado— tiende a no poner su máximo esfuerzo por brindar un servicio de calidad al menor precio posible. Además, los prestadores son extremadamente vulnerables a la captura por grupos de interés, ya sean sindicatos, políticos, burocracia o inversores. Es por eso que se debe regular este sector de modo de asegurar que los prestadores otorguen los servicios al menor costo posible (eficiencia productiva) y los consumidores puedan acceder a los servicios a tarifas que reflejen con exactitud esos costos mínimos (eficiencia en las asignaciones).

El desempeño del sector, en general, y la efectividad de la regulación económica, en particular, se ven condicionados por factores exógenos y endógenos. Entre los factores exógenos o externos, cabe destacar las políticas macroeconómicas generales, la priorización del sector en las políticas gubernamentales, la gestión de los recursos hídricos y la calidad institucional. Entre los factores endógenos o internos, destacan la estructura institucional, industrial y de propiedad, el marco regulatorio, y las políticas de financiamiento, tarifarias y de subsidios (Lentini, 2011).

i) Importancia de los factores externos al sector

La prestación de los servicios de agua potable y saneamiento, por cuanto se encuentra inserta en el quehacer nacional, no es ajena a una serie de eventos externos que pueden llegar a condicionar las políticas y el desempeño del sector. Así, por ejemplo, la estabilidad macroeconómica asociada al crecimiento socioeconómico normalmente se traduce en un aumento de los ingresos de los habitantes de un país y, a su vez, la mayor disponibilidad financiera permite que los Estados inviertan en infraestructura y que las personas paguen por los servicios. El desempeño general de la economía incide, además, en los costos operacionales y de mantenimiento de los servicios, así como en las políticas para su mejoramiento. En la medida en que aumentan los costos y la población es incapaz de pagarlos, la prestación comienza a desfinanciarse y deteriorarse, de tal manera que el déficit debe ser asumido por el Estado. Lo anterior genera una mayor dependencia del sector respecto de las decisiones políticas y de las finanzas públicas (Lentini, 2010). Esto normalmente redundaría en un alto nivel de politización de las decisiones técnicas, con lo que se desvirtúa la función de la regulación económica y la eficiencia productiva de los prestadores.

La pobreza y la indigencia también son condicionantes exógenas al sector, ya que las familias pobres no pueden afrontar el costo de los servicios. Si los Estados no subvencionan el servicio a aquellos grupos de escasos recursos cuya situación es de extrema vulnerabilidad, los prestadores no pueden autofinanciarse, de modo que no tienen la capacidad financiera para brindar un servicio de calidad ni para expandir su cobertura. De esta forma, se produce un círculo vicioso, pues la falta de financiamiento conduce a que el Estado no cumpla su obligación —asociada a la implementación del derecho humano al agua y al saneamiento— de realizar sus mayores esfuerzos por proveer los servicios a toda la población. Esto explica por qué los procesos de reajuste tarifario hacia niveles de autofinanciamiento deben ser precedidos por la creación de mecanismos de subsidio, como se ha hecho en Chile, mediante subsidios directos a la demanda, y en Colombia, mediante subsidios cruzados, por ejemplo.

La efectividad de las políticas sectoriales, así como el desempeño del sector en su conjunto, se encuentran estrechamente vinculados a la calidad institucional. Es por eso que la prestación de los servicios está ligada de manera esencial a la institucionalidad pública (el Estado, las provincias, estados o departamentos, los municipios y las agencias públicas, entre otros) y al sector privado (las empresas nacionales y transnacionales, las cooperativas y asociaciones vecinales). Un factor relacionado que se debe considerar es el control de la corrupción y la captura, por el efecto que ejercen en la eficacia y la eficiencia del servicio, derivado del desvío o del mal uso de recursos involucrados en el sector.

A todo lo anterior se suma la prioridad política que tenga el sector para el gobierno y la estabilidad de las políticas públicas en el largo plazo. En muchos países de la CELAC, la eficiencia y el desempeño financiero del sector del agua potable y saneamiento no poseen la preeminencia suficiente a nivel político. Sin el debido respaldo, las inversiones, la regulación, el control, la eficiencia y la calidad del servicio ceden frente a las presiones diarias que enfrentan los prestadores. Hay que hacer notar que la falta de prioridad de este sector podría reflejar un incumplimiento del mandato de garantizar el derecho humano al agua y al saneamiento, pues significa que el Estado no recurre a todos los medios a su alcance para universalizar el servicio y asegurar su calidad.

ii) La situación de la regulación y los incentivos para la eficiencia

Los servicios de agua potable y saneamiento en los países de la CELAC presentan diversos estados de desarrollo institucional. Algunos países han adoptado marcos institucionales propios, a través de los cuales han separado las funciones de prestación del servicio y operación de sistemas, de la formulación de políticas sectoriales y de su control, fiscalización y regulación. En una gran mayoría de los países, los prestadores pertenecen al sector público y ejercen funciones principalmente a nivel nacional (como ocurre en Costa Rica y el Uruguay), regional, provincial o de estados federales (como en la Argentina y el Brasil) o municipal (como en Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, el Ecuador, Guyana y el Perú), pero siempre con gran heterogeneidad dentro de los países. Por otra parte, la función de formulación de políticas sectoriales ha sido asignada por lo general a ministerios, y la de control, fiscalización y regulación a organismos autónomos.

En la década de 1990, el sector fue sometido a reformas radicales cuyo objetivo era atraer la inversión y la gestión privada, con el doble propósito de liberar las arcas fiscales hacia otras áreas y mejorar la eficiencia a través de la operación privada. Sin embargo, en muchas de estas reformas se desconocieron las limitaciones estructurales de las economías nacionales y los principios relevantes en materia de interés público y regulación de servicios públicos. En muchos casos, estos problemas se han potenciado por la visión excesivamente mercantilista con que se suelen enfocar los objetivos, compromisos y procedimientos en los tratados de protección a la inversión extranjera, prescindiendo de las condiciones del contexto socioeconómico.

A partir de la década de 2000, el sector fue objeto de una nueva transformación al revertirse los procesos de participación privada en varios países, lo que en algunos casos implicó la reestatización de empresas previamente privatizadas. En un escenario de cambio de la economía y de las estrategias corporativas, emergieron conflictos políticos y regulatorios, que animaron este proceso de renacionalización. Como consecuencia, los marcos legales diseñados en su origen para regular el comportamiento de prestadores privados terminaron siendo aplicados a operadores públicos. Sin embargo, en la gran mayoría de los casos, este proceso no fue acompañado por la necesaria adecuación de los marcos regulatorios a los incentivos y a la economía política del sector en el modelo público de prestación². Como resultado de ello, se produjo una reducción de la eficiencia y un debilitamiento de las entidades regulatorias en algunos casos.

Es importante destacar que durante la presente década se ha avanzado en una discusión más compleja en torno al modelo de prestación y regulación, así como a los instrumentos de gestión del sector de los

² De manera excepcional, en el caso del Área Metropolitana de Buenos Aires el marco regulatorio fue modificado, y se le incorporaron algunos componentes interesantes, como el énfasis en la eficiencia, en concordancia con la exigencia de equidad, y la aplicación de herramientas regulatorias, como la contabilidad regulatoria (Bohoslavsky, 2011).

servicios de agua potable y saneamiento. En cierto sentido, las autoridades y los profesionales del sector van abandonando el prejuicio acerca de la supuesta superioridad de la gestión privada sobre la pública, y abordan la discusión relativa a la regulación de las empresas dedicadas a la prestación de servicios públicos de propiedad estatal o municipal (Rozas, 2013).

2. Experiencias de reformas en el sector

Las diversas reestructuraciones del sector del agua potable y saneamiento realizadas en los años noventa, con el objeto de crear las condiciones necesarias para atraer participación privada, en especial extranjera, tuvieron lugar principalmente en países de América del Sur. La lógica detrás de esta estrategia fue establecer las condiciones de seguridad jurídica para que inversionistas privados pudiesen tomar el control de los prestadores de los servicios, aportando capacidad de gestión e inversión. Subyacía a esta lógica la percepción generalizada de la deficiente prestación de los servicios por parte de empresas públicas³.

La ideología imperante al momento de reestructurar el sector era la supuesta superioridad de la prestación privada frente al modelo público. Para lograr la incorporación del sector privado, se recurrió principalmente a los modelos extrarregionales, aunque simplificados y con una regulación liviana. Existen varias razones estructurales que explican esta situación. La primera se relaciona con una visión prejuiciada de los gobiernos, que fueron vistos como irremediablemente ineficientes y proclives a la corrupción y la captura, por lo que sus facultades debían ser limitadas, mientras que la participación privada se percibía como un fin que debía ser alcanzado a cualquier costo, pues sería ajena a esos males.

La segunda razón es que, en varios casos, la prioridad política era la enajenación de activos, pues se consideraba una herramienta macroeconómica esencial para estabilizar la economía, por lo que los marcos regulatorios —cuyo objetivo principal debe consistir en asegurar la eficiencia en la prestación— no ocupaban un lugar destacado en el orden de prioridades de los gobiernos.

En tercer lugar, los procesos de formulación de marcos regulatorios y de incorporación del sector privado se produjeron en varios países en un contexto de debilidad o baja calidad institucional y de problemas estructurales de las finanzas del Estado. Debido a esta circunstancia, las estructuras gubernamentales actuaron con un bajo poder de negociación frente a grupos económicos transnacionales que se esperaba facilitarían importantes fondos para el financiamiento del sector.

En cuarto lugar, cabe mencionar la creencia, relacionada en muchos casos con la aplicación ortodoxa e inflexible de modelos ideológicos, de que en los sistemas regulatorios modernos los reguladores pueden servirse de información relativamente limitada y sencilla, por lo que no tienen la necesidad de medir la base tarifaria ni la tasa de rentabilidad. De aquí se seguía que no se requería desarrollar métodos de acceso a la información que por lo general se aplican en los países con una larga tradición en materia de regulación. Otro factor que debe mencionarse es la creencia de que la competencia (por ejemplo, a través de la licitación de contratos) reduciría la necesidad de regular, por lo que no habría que preocuparse por desarrollar los procedimientos de la regulación tradicional.

³ Aunque de acuerdo con muchos argumentos las empresas privadas de agua potable y saneamiento deberían ser más eficientes que sus contrapartes públicas, los estudios empíricos proporcionan evidencia controvertible sobre los efectos del tipo de propiedad sobre la eficiencia (Renzetti y Dupont, 2003). Su conclusión más importante es que, cuando el nivel de competencia es bajo y las empresas están fuertemente reguladas, como sucede de manera inevitable en este sector, “no hay demasiados elementos empíricos que justifiquen, en términos generales, preferir uno u otro tipo de propiedad” (Vickers y Yarrow, 1988). Esto significa que, en este sector, la eficiencia depende más de condiciones institucionales y estructurales del entorno que del tipo de propiedad. Esta conclusión se confirma en la experiencia regional: hay casos en que diversos modelos de prestación, tanto públicos como privados, funcionan razonablemente bien y sin mayores conflictos, y otros casos en que, por alguna razón, ningún modelo parece capaz de asegurar un desempeño aceptable a mediano o largo plazo.

En este contexto, en varios países se optó por introducir la regulación económica, aun cuando la mayoría de los prestadores continuaron en la esfera del sector público; ese fue el caso de la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), el Brasil, Chile, Colombia, Nicaragua, Panamá, el Paraguay, el Perú y el Uruguay. En la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Chile se optó por privatizar a los principales prestadores. Más tarde, en la década de 2000, con la excepción de Chile y algunas provincias de la Argentina, los operadores privados salieron de todos estos países (así como del Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de), donde la participación privada fue de mucho menor alcance), ya sea por conflictos sociales o políticos, por el quiebre del equilibrio económico-financiero de los contratos, por decisiones estratégicas a nivel mundial de los grupos controladores o por cambios en las políticas sectoriales nacionales (Ducci, 2007).

En muchos de los países, la estrategia de incorporación masiva del sector privado en la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento no fue exitosa. En estos países, la participación privada se limita a algunas ciudades o municipios, como ocurre en el Brasil (varios municipios), Colombia (empresas mixtas en varias ciudades), el Ecuador (Guayaquil), México (algunos municipios) y el Perú (Tumbes), o bien a contratos de construcción-explotación-transferencia (CET), en especial para el tratamiento de aguas servidas y la desalinización de agua de mar. En varios casos, se suscribieron contratos de arrendamiento y gestión, los que normalmente no implican obligaciones de inversión, por lo que se limitan a los aspectos operativos de la gestión de los servicios. En algunos países, como Colombia, se logró atraer a empresarios locales.

En muchos casos, la prestación de los servicios fue descentralizada a nivel municipal. Esta tendencia respondió a la creencia de que los asuntos locales —como los servicios de agua potable y saneamiento— deben ser resueltos en ese mismo ámbito, dejando en manos de la propia comunidad la decisión sobre los asuntos que la benefician o la afectan, lo que redundaría en una mayor eficiencia, rendición de cuentas y aceptación social (Lentini, 2010).

Las experiencias de descentralización no han sido del todo positivas (Vergès, 2010; Jouravlev, 2004). Los servicios de agua potable y saneamiento tienen costos de inversión y operación muy altos, y requieren una alta capacidad de gestión, por lo que las localidades pequeñas difícilmente pueden autofinanciarlos o gestionarlos en forma siquiera regular. De la misma manera, la operación de servicios en forma descentralizada genera pérdidas de eficiencia que solo se pueden superar si los prestadores se integran o fusionan entre sí de modo de aprovechar las economías de escala, que son muy significativas en este sector (Ferro y Lentini, 2010).

De acuerdo con la experiencia de las reformas, la descentralización tiende a generar dependencia de los gobiernos locales respecto de las transferencias financieras provenientes de otros niveles de gobierno (nacional, provincial o regional). Entre las excepciones a esta tendencia, se encuentran los prestadores de municipios grandes y que cuentan con elevados ingresos o alta relevancia política, como es el caso de Medellín en Colombia y Porto Alegre en el Brasil. A pesar de estos casos excepcionales, los prestadores municipales tienen pocas oportunidades de proveer un servicio eficiente y en muchas ocasiones este hecho ha generado graves problemas. En cambio, las experiencias más exitosas —como las de Chile y el Uruguay en América del Sur, o Costa Rica en Centroamérica— corresponden a la prestación de servicios a escalas más agregadas (nacional o de región administrativa). Además de la posibilidad de aprovechar las economías de escala, una estructura industrial más agregada —que responde mejor a las características de la economía del sector— presenta un conjunto de factores que contribuyen a la prestación más eficiente y sustentable:

- Facilita las actividades de regulación y control, en comparación con un sistema en que operan innumerables empresas municipales.
- Asegura mayor sostenibilidad financiera, pues la prestación en un área de servicio más amplia (y más diversa en términos socioeconómicos) facilita la aplicación de subsidios cruzados.
- Prestadores más grandes suelen tener acceso a mejores y mayores recursos tanto técnicos como humanos; además, tienden a ser menos vulnerables a las interferencias políticas en las decisiones técnicas.

- Favorece la integración y la cohesión nacional y social: una estructura más consolidada permite reducir las diferencias geográficas en la cobertura, los niveles tarifarios y la calidad de servicio.
- Evita supeditar la prestación de los servicios a una relación con los gobiernos locales que en muchos casos ha conducido a serios problemas de politización de decisiones esencialmente técnicas, así como al mal uso de recursos públicos.
- Proporciona señales claras a las empresas en términos de la protección de las fuentes de captación, la optimización de su aprovechamiento y el control de la contaminación hídrica.

a) **Marcos regulatorios en los países con prestación pública predominante**

En los países de la CELAC, como en el resto del mundo, la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento es realizada en forma mayoritaria por organismos o empresas públicos, con las excepciones señaladas en la sección anterior. La regulación económica es indispensable aunque el prestador sea público. No obstante, esta función reguladora es de mayor complejidad cuando el que presta el servicio es un organismo del Estado o un municipio al que otro organismo, también estatal, fiscaliza y eventualmente sanciona.

Es probable que la amenaza de fiscalización y sanción sea menos efectiva y creíble cuando es el mismo sector público el que controla⁴. Por otro lado, muchos prestadores públicos, o sus propietarios institucionales, tienen reticencia a ajustar las tarifas en función de los costos reales de la prestación, por consideraciones políticas (Ducci y Krause, 2012). Además, un gran número de reguladores no han contado con los medios técnicos, financieros y de autoridad necesarios para ejercer un control efectivo de los prestadores.

Algunos de los problemas que el regulador enfrenta con una empresa privada se reproducen y se expresan de manera similar cuando el prestador es público. Por ejemplo, la escasa disponibilidad y la baja calidad de la información provista por los prestadores impiden a los reguladores desempeñar sus funciones en forma apropiada y dificultan a los gobiernos la tarea de formular políticas públicas que respondan adecuadamente a la naturaleza de los problemas que presenta la prestación de los servicios. Más aún, la sociedad está limitada para conocer en plenitud cómo es el desempeño de los prestadores. Todo lo anterior ha generado conflictos serios, que en última instancia solo perjudican a los usuarios.

Por otra parte, el poder político de ciertos prestadores (en particular aquellos que operan en una escala geográfica relevante), a veces apoyados por otros poderes del ejecutivo, les permite simplemente ignorar los mandatos regulatorios (Ducci y Krause, 2012). En algunos casos, se presentan conflictos similares debido a la autonomía municipal, que a menudo se agravan por la fragmentación de los prestadores. También existen prestadores débiles, en especial los más pequeños, que operan en un contexto de escasez de recursos que en la práctica les impide cumplir con dichos mandatos.

Otra limitación frecuente es la rigidez normativa a la que están sometidos los prestadores públicos por el hecho de gestionar fondos estatales. Aun cuando los objetivos de las normas de protección fiscal son entendibles, también ejercen un efecto contraproducente al dificultar la gestión eficiente de los servicios.

Resulta paradójico que la renacionalización de los prestadores emprendida en algunos países pueda haber conducido a la anulación de la regulación económica, el surgimiento político de los prestadores, la opacidad de la información y la disminución de la rendición de cuentas y, en algunos casos, haya afectado la sostenibilidad financiera. De aquí surge un desafío para el diseño de la función reguladora, que es modificar la naturaleza de la

⁴ Es fundamental que la magnitud de las sanciones sea suficiente para que el riesgo de ser sujeto a ellas elimine las ventajas de violar la regulación. Si se trata de una empresa pública, la sanción para ser efectiva debe ser personal y no institucional (Solanes, 2007). De otro modo, se produce una situación en que los beneficios del acto indebido favorecen al infractor y los costos son estatales. Tampoco deberían olvidarse las sanciones morales o vinculadas a la reputación, como la publicación y difusión de índices comparativos de desempeño, que pueden ser buenos incentivos a la eficiencia y contribuir a atraer la atención pública sobre los problemas del sector.

relación entre el regulador y el regulado, esto es, determinar cómo se controla, supervisa e incentiva a un prestador público (*agent*) con acceso privilegiado al poder político —y a su propietario institucional (*principal*)— para que no incurra en ineficiencias que perjudican a los usuarios (véase el recuadro III.5). Las posibles soluciones pasan por fomentar la independencia, la autonomía y el autofinanciamiento de los prestadores, puesto que así se reducen las dependencias políticas y presupuestarias. Una medida complementaria sería la creación de un fondo de inversiones, de modo que los prestadores presenten sus proyectos para solicitar financiamiento mediante concurso, lo que puede brindar señales para promover la eficiencia de estas iniciativas.

Recuadro III.5
**REGULACIÓN EN EL MODELO DE PRESTACIÓN PÚBLICA DE LOS SERVICIOS
 DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO**

La principal conclusión del estudio de Berg (2013) sobre las mejores prácticas de regulación en el modelo público de prestación es que para una regulación efectiva se requiere disponer de empresas que en los hechos puedan ser reguladas. Los elementos centrales de esta propuesta son los siguientes:

- i) Independencia de los directores:
 - Es necesario reducir las interferencias políticas que puedan ejercer las autoridades gubernamentales (municipales) sobre los directores y asegurar esta independencia en el largo plazo.
 - Es recomendable que existan representantes de una diversidad de profesiones (abogados, ingenieros, contadores).
 - El factor más importante que define la orientación de los candidatos a director y su posible captura por parte de intereses particulares es de dónde provienen y a dónde regresarán después de ejercer el cargo.
- ii) Orientación comercial de la gestión del prestador:
 - Si el prestador forma parte de la estructura de un ministerio o municipio, es poco probable que su gestión tenga orientación comercial.
 - Los incentivos para la eficiencia dependen de la orientación comercial y de la búsqueda de sostenibilidad financiera.
 - La necesidad de satisfacer preocupaciones sociales no debe utilizarse como una justificación de ineficiencias.
- iii) Claridad de roles dentro de la empresa:
 - Se requiere definir con claridad los roles y las responsabilidades dentro del prestador.
 - Al mismo tiempo, es necesario promover la interacción y el aprendizaje mutuo entre diferentes unidades.
 - El trabajo de todos debe estar orientado hacia los usuarios.
- iv) Coherencia y consistencia entre los objetivos:
 - Es importante priorizar los diferentes objetivos del prestador.
 - Se debe contar con un plan de desarrollo que refleje los objetivos del prestador y esté orientado a satisfacer las necesidades de los usuarios.
- v) Incentivos internos para la eficiencia:
 - Deben crearse sistemas internos de incentivos para la eficiencia.
 - Se requiere contar con sistemas de información y monitoreo, para detectar las áreas de buen (y mal) desempeño.
- vi) Sistemas integrados de información:
 - La eficiencia en las decisiones técnicas depende de la disponibilidad de información confiable y consistente.
 - El análisis de la evolución de los indicadores a través del tiempo permite detectar las tendencias del desempeño.
- vii) Planes de negocio o desarrollo:
 - Estos planes deben definirse sobre la base de los objetivos del prestador, los resultados de su desempeño y las proyecciones de ingresos y gastos.
 - Este elemento de la gobernabilidad corporativa sirve como verificador de la realidad para los encargados de la toma de decisiones.
 - El plan de negocios o desarrollo contribuye también a fortalecer la orientación comercial de la gestión.
- viii) Participación del personal:
 - El enfoque jerárquico-verticalista no es apropiado para la gestión de los prestadores de servicios.
 - Se requiere la participación del personal en la definición de los objetivos de gestión, los sistemas de incentivos y los planes de desarrollo, entre otros instrumentos.
 - La profesionalización y el desarrollo del personal son esenciales para la mejora del desempeño.

Fuente: Sanford Berg, “Best practices in regulating state-owned and municipal water utilities”, *Documentos de Proyecto*, N° 542 (LC/W. 542), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2013.

Fortalecer la posición del regulador también constituye un imperativo, más aún frente al prestador público empoderado. Con ese objetivo, es necesario otorgarle poderes suficientes para la recolección de información, la fiscalización y la eventual sanción. La comparación de desempeño entre empresas (*benchmarking*) puede ser una herramienta fundamental, pues permite tanto a los propietarios institucionales como a los usuarios saber con más precisión qué tipo de servicio provee un prestador. Con esta información, los usuarios podrían reaccionar y verse motivados a actuar frente a sus representantes políticos, presionando por mejorar las condiciones de desempeño de los prestadores. Otro mecanismo que se puede perfeccionar es la rendición de cuentas, tanto del regulador como del prestador, a un nivel mucho más sofisticado que el observado en la actualidad en la región. Una cuenta pública anual es un acto vacío si no se basa en información objetiva y consistente, y no se discuten abiertamente las razones en que se sustentan las decisiones tomadas y las soluciones que se proponen para superar los problemas a futuro, mediante compromisos explícitos con los diferentes actores involucrados.

b) Marcos regulatorios en los países con prestación privada sostenible

Como se señaló antes, en muchos de los países de la CELAC, especialmente en América del Sur, se probaron en los años noventa diversas estrategias para atraer la participación del sector privado a la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento. Con posterioridad, como resultado de la salida generalizada de la región de los operadores privados internacionales, esta opción de política pública quedó limitada al caso chileno.

En Chile, la estructura sectorial es producto de una política pública de largo plazo, consensuada políticamente tanto en sus objetivos como en sus metas, que ha perdurado a través de diversos gobiernos. Una vez materializada dicha política en un marco regulatorio (que solo se ha modificado en forma significativa en una oportunidad, para fortalecerlo, antes de la apertura del sector a prestadores privados), se ha procurado aplicar dicho marco de manera objetiva y sobre una base técnica. La gradualidad con que se implementó el nuevo modelo permitió a su regulador económico consolidarse y fortalecerse en términos institucionales, mientras controlaba a las empresas públicas, en forma previa a la incorporación del capital privado (Lentini, 2011).

Chile cuenta con una alta calidad en su aparato estatal, lo que, junto a una baja intervención política en la gestión de las empresas, facilitó la consolidación de los prestadores estatales y el mejoramiento de su eficiencia. Estos prestadores gozaron de autonomía razonable para aplicar criterios técnicos, lo que permitió fortalecer los equipos profesionales, evitando la alta rotación de personal y los nombramientos por motivos políticos. Del mismo modo, la gestión de recursos humanos ha sido eficaz, ya que ha hecho posible seleccionar personal directivo y profesional, lo que ha redundado en una organización capacitada y especializada⁵.

Por otra parte, a la estabilidad del marco regulatorio se suma un adecuado nivel de especialización técnica y económica del regulador, lo que otorga predictibilidad al sistema (Lentini, 2011). Además, por medio del proceso de cálculo tarifario, desde luego perfectible, se ha logrado mantener una relación consistente entre los costos razonablemente eficientes del servicio y las tarifas cobradas al consumidor. Así, el modelo tarifario, basado en la micromedición y la regulación económica, proporciona señales a los usuarios para el uso racional del agua potable, así como al prestador para la gestión eficiente del servicio. Al mismo tiempo, los aspectos de justicia social y equidad han sido manejados mediante el subsidio directo y focalizado a la demanda.

Antes de la privatización, se definieron los objetivos y las metas que se buscaban con la incorporación de la participación privada, fortaleciendo para ello el marco regulatorio. La fiscalización por parte del regulador

⁵ Cabe recordar que un efecto virtuoso de la estabilidad en los puestos gerenciales y profesionales es que, gracias a ella, se preserva la memoria institucional, se profesionaliza la actividad y se mantienen en perspectiva los objetivos de largo plazo (Bohoslavsky, 2011). La estabilidad en el empleo es una garantía concebida en beneficio de la organización y sus fines, y no tanto del individuo, pues con ella se procura asegurar la protección de los empleados contra presiones externas y someterlos a las normas que orientan la labor del prestador a favor del interés público.

se realizó en forma profesional, poniendo más énfasis en los incentivos para el desempeño eficiente que en el control de la gestión. Otro factor que potenció el modelo es la transparencia de la información general que maneja el regulador. A todo lo anterior se agrega la existencia de un sistema de contabilidad regulatoria. No obstante, existe un significativo grado de asimetría de información, que se manifiesta de manera creciente en el proceso regulatorio y, en particular, en el cálculo tarifario.

Una característica relevante de esta experiencia fue que las empresas privatizadas eran prestadores estatales razonablemente eficientes, rentables y que operaban con una cobertura cercana a la universal (Jouravlev, 2010). En consecuencia, existía buena información sobre el estado de la infraestructura y su operación, y un bajo riesgo en materia de rentabilidad de la inversión, lo que no es una característica frecuente de los prestadores ineficientes o que se encuentran en grave situación financiera. Esto implicaba, en primer lugar, que los inversionistas podían formular ofertas racionales y sostenibles y que existía un menor riesgo y, por consiguiente, un menor costo de capital y menores justificaciones para futuras renegociaciones. Por otro lado, gracias a la adecuada disponibilidad de información, el regulador se encontraba en buena posición para fijar tarifas que reflejaran costos eficientes. Los impactos tarifarios han sido tolerados por los consumidores, aunque las tarifas han aumentado en forma sistemática y probablemente más que lo necesario en términos estrictos.

En todo caso, el modelo chileno presenta una serie de falencias que es necesario corregir. La capacidad regulatoria del Estado debe ser fortalecida, considerando la permanente evolución de las prácticas comerciales y económicas tanto de los prestadores como del mercado en general (Espinosa, 2008). Se requiere asimismo transparentar el proceso de determinación de tarifas, pues persiste un fuerte grado de asimetría de información a favor de los prestadores (Jouravlev, 2003). También resulta esencial la implementación de un sistema de control de precios de transferencia en transacciones con empresas relacionadas, no solo para evitar el traspaso a los usuarios de costos ineficientes o asociados a otras actividades que desarrollan las empresas, sino también para proteger la libre competencia en mercados relacionados (Hantke-Domas, 2011). En cuanto a las inversiones, se requiere fortalecer los incentivos para que los prestadores repongan la infraestructura, en particular aquella que recibieron al momento de asumir la propiedad de los antiguos prestadores estatales (Espinosa, 2008). Finalmente, el sistema de empresa modelo que se utiliza para la regulación en el sector presenta debilidades tanto desde el punto de vista de su complejidad y su alto grado de asimetría de información, como en términos de los incentivos, no siempre favorables a una mayor eficiencia (Jouravlev, 2003).

Una lección relevante que se obtiene de la experiencia chilena es que el gobierno central empezó a fortalecer su presencia en el sector en 1931, en un proceso gradual que culminó a principios de la década de 1990 con la transformación de los prestadores, en ese momento estatales, en sociedades anónimas, organizadas según regiones administrativas, lo que contrasta con las políticas públicas seguidas por muchos países de la CELAC, que han decidido privilegiar el rol de los municipios en la prestación de los servicios. De esta forma, Chile optó por una estructura industrial del sector basada en empresas regionales que cubren áreas geográficas significativas. Este modelo, además de que permite aprovechar las significativas economías de escala y alcance, presenta varias otras ventajas importantes, explicadas anteriormente.

D. PROPUESTAS DE POLÍTICAS PÚBLICAS

1. Hidroenergía

Existe un amplio consenso en que el desarrollo económico, entendido como la expansión y profundización de las oportunidades para un aprovechamiento integral de las potencialidades individuales y colectivas, no puede alcanzarse sin una fluida provisión de energía.

El funcionamiento de las sociedades modernas depende por completo de una adecuada disponibilidad energética, para el desarrollo tanto de actividades productivas como de otras de carácter no productivo (pero igualmente importantes), al punto que en la resolución 65/151 de la Asamblea General de las Naciones Unidas sobre “Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos” se reconoce que “el acceso a servicios energéticos modernos y asequibles en los países en desarrollo es esencial para lograr los objetivos de desarrollo convenidos internacionalmente, incluidos los Objetivos de Desarrollo del Milenio, y el desarrollo sostenible, lo cual ayudaría a reducir la pobreza y a mejorar las condiciones y el nivel de vida de la mayoría de la población mundial”.

Al debate sobre los crecientes requerimientos energéticos se han incorporado en los últimos años tres exigencias adicionales:

- i) Disponer de fuentes de energía limpia, agregando a la matriz energética la provisión de fuentes de energía renovables, con las cuales se busca prevenir (y minimizar) los impactos generados por el calentamiento global, lo que tiende a complejizar las opciones energéticas disponibles y obliga a estudiar con detalle las potencialidades de fuentes alternativas;
- ii) Satisfacer altos estándares de seguridad de aprovisionamiento, y
- iii) Lograr que el precio de la energía sea lo más competitivo posible, dentro de las condiciones de mercado existentes, dada su incidencia en la rentabilidad de proyectos de inversión, especialmente aquellos intensivos en este insumo.

La generación de energía mediante la utilización de fuentes renovables, incluida la derivada del recurso hídrico, ofrece la posibilidad de cumplir con los exigentes requisitos que la sociedad viene imponiendo a las diversas fuentes energéticas disponibles en la actualidad. Sin embargo, la hidroenergía asociada a medianas y grandes centrales ha sido objeto de críticas que incluso condujeron prácticamente a su exclusión del contexto de las energías renovables, no porque se base en un recurso no renovable, sino por sus impactos ambientales y sociales.

En general, son cuatro las principales objeciones que se plantean frente al levantamiento de centrales hidroeléctricas de elevada capacidad y con grandes embalses (CEPAL, 2013):

- i) La emisión de gases de efecto invernadero (metano, en particular) causada por la descomposición de la vegetación afectada por la inundación;
- ii) El desplazamiento de poblaciones como consecuencia de la formación de embalses y la inundación de grandes extensiones de tierra;
- iii) La reducción de la velocidad de las corrientes, que produce cambios de la biota que pueden favorecer la difusión de vectores patógenos, y
- iv) Los cambios en el transporte de sedimentos que afectan a regiones ribereñas situadas aguas abajo de las presas.

En este contexto, cabe mencionar los esfuerzos que la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) ha realizado en las últimas décadas tendientes a promover el uso de fuentes renovables de energía en los países de la CELAC. Muestra de ello ha sido la prolífera producción de estudios orientados a la formulación de políticas públicas, así como la permanente presencia en los foros nacionales e internacionales en torno a esta temática, como la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables (Bonn, 2004). En las instancias internacionales, y especialmente en los países de la CELAC, la CEPAL ha apoyado los mandatos emanados de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible (Johannesburgo, 2002) y, en forma más reciente, los

compromisos suscritos en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sostenible (Río+20) (Río de Janeiro, 2012), en particular en lo referente al desarrollo de energías sostenibles. De igual forma, la CEPAL se ha comprometido con la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, instancia en que se acordó como meta regional que en 2010 al menos un 10% del consumo energético total correspondiera a energías renovables, objetivo que en la CELAC puede considerarse cumplido, ya que en la actualidad el 18% de la oferta total de energía de este grupo de países proviene de fuentes renovables.

A pesar de los esfuerzos ya realizados por hacer más sostenible su matriz energética, la CELAC enfrenta el desafío de generar un consumo de energía integrador y homogéneo, intentando superar las diferencias subregionales que aún persisten en relación con: i) la heterogénea dotación de recursos naturales, así como de las estructuras de abastecimiento y consumo de energía, y ii) la consolidación institucional y las condiciones de base para impulsar políticas de promoción e incorporación de las fuentes renovables.

Frente a estos problemas, la CEPAL (2004) planteó una visión integral y una guía para la formulación de políticas, que se funda sobre cuatro ejes e iniciativas relevantes: i) la revaloración ambiental y social de la hidroenergía bajo las exigencias del desarrollo sostenible; ii) la contribución de las fuentes renovables al desarrollo integral de las comunidades rurales; iii) el uso racional de la leña, y iv) el papel de la biomasa y los biocombustibles.

En cuanto a la generación de hidroenergía, teniendo en consideración las críticas a las centrales de mayor tamaño, aún existe un alto potencial por aprovechar, especialmente elevado debido a las particulares condiciones de topografía y pluviosidad existentes en la región. No tomar en cuenta de manera adecuada esta situación en el marco de los esfuerzos por expandir las fuentes renovables de energía puede ser un importante freno para su desarrollo.

Tomando en cuenta el carácter renovable del recurso hídrico, en el caso de las centrales hidroeléctricas tal vez no sería tan importante determinar una capacidad límite para incluirlas como fuentes renovables modernas o no convencionales (usualmente se aceptan solo las pequeñas centrales, con capacidades que varían de 10 a 30 MW), sino definir una pauta mínima para aceptarlas como sostenibles, basada en indicadores económicos, sociales, ambientales y locales.

Se ha mencionado que el aprovechamiento de la hidroelectricidad por medio de las centrales de pasada (que no necesitan de embalse) por lo general no tiene asociados mayores impactos ambientales. Por su parte, los embalses naturalmente ocasionarán siempre algún tipo de impacto, pero es simplista y muchas veces equivocado establecer una correlación directa entre hidroelectricidad y problemas ambientales. Aunque se han observado impactos negativos derivados de las centrales hidráulicas, algunas veces irreversibles, ellos no son necesariamente intrínsecos a la tecnología. En buena parte de los casos, los daños son menores o pueden ser mitigados. Además, resultan de extrema importancia los aprovechamientos hidroeléctricos que se prestan a usos múltiples y cuyo desarrollo puede aportar interesantes ventajas: en forma adicional a la generación de electricidad, contribuyen a la pesca, al abastecimiento de agua, al riego, a la regulación de caudales (reducción de crecidas y atenuación de sequías), al transporte fluvial, a la promoción del turismo y a la utilización de recursos locales, entre otras.

Quizás ninguna otra tecnología de generación eléctrica ofrece posibilidades tan concretas y probadas de integración y sinergias con propósitos no energéticos. Muchas centrales hidroeléctricas en todo el mundo y en particular en los países de la CELAC han sido el origen de relevantes impactos positivos, en términos de promoción del desarrollo local, mejora de la productividad agrícola y fijación de población en zonas rurales. El factor clave es asegurar que en los proyectos hidroeléctricos se cumplan de manera cabal los principios de sostenibilidad y utilizar con racionalidad un recurso disponible, que en el caso de este grupo de países es relativamente abundante.

En efecto, la aceptación de los proyectos hidroeléctricos basados en grandes embalses, y por tanto su financiamiento por parte de los bancos, se ha visto dificultada por la forma en que se han desarrollado, que ha implicado el desalojo de comunidades, la destrucción de bosques y la inundación de amplias zonas productivas, y por los plazos de amortización de este tipo de instalaciones, demasiado largos en relación con los plazos de los contratos de compra establecidos en algunas leyes eléctricas de ciertos países. Por ello es pertinente, junto a la crítica objetiva, la revaloración social de este tipo de proyectos, para situarlos en la dimensión positiva que les corresponde en el actual contexto regional y mundial.

Por tanto, desde la perspectiva de las autoridades nacionales que formulan políticas, de las empresas eléctricas y de los desarrolladores de iniciativas de inversión, los proyectos de generación hidroeléctrica bien podrían incorporar los principios expresados por la Comisión Mundial de Represas (WCD, 2000). Estos principios representan valores fundamentales de los derechos humanos y la sostenibilidad, y entre ellos se incluyen: la realización de evaluaciones integrales sobre las opciones existentes, el respeto de los derechos de las comunidades afectadas mediante la negociación de acuerdos legalmente vinculantes, el aseguramiento del consentimiento libre, previo e informado de los pueblos indígenas, la garantía de que las comunidades afectadas sean las primeras en beneficiarse, la solución de los problemas provocados por proyectos ya existentes antes de construir otros nuevos, el suministro de caudales ambientales que aseguren el mantenimiento de los ecosistemas aguas abajo y de los medios de subsistencia, y la exigencia de planes de cumplimiento fundados y ejecutables.

En este sentido, cumplir con las siguientes condiciones puede contribuir a mejorar significativamente el desarrollo de la infraestructura de generación hidroeléctrica:

- Ninguna represa debe construirse sin la aceptación demostrada de las personas afectadas, y sin el consentimiento libre, previo e informado de los pueblos indígenas y tribales afectados.
- Deben desarrollarse diagnósticos completos y participativos de las necesidades hídricas y energéticas de las personas, así como de diferentes opciones para satisfacer dichas necesidades, antes de proceder con cualquier proyecto.
- Deben priorizarse los esfuerzos por maximizar la eficiencia de los sistemas hídricos y energéticos existentes antes de construir proyectos nuevos.
- Deben efectuarse revisiones participativas periódicas de los embalses existentes para evaluar factores como su seguridad y la posibilidad de retirarlos de funcionamiento y restablecer, en lo posible, la situación vigente antes de su construcción.
- Deben desarrollarse mecanismos para indemnizar, o compensar retroactivamente, a quienes hayan sido perjudicados por las represas existentes, y para restaurar los ecosistemas dañados.

Esta breve evaluación de la hidroelectricidad en la región pone de relieve la necesidad de la adecuada consideración de las energías renovables y la correcta definición de los conceptos de sostenibilidad y renovabilidad en el contexto de los países de la CELAC, donde, además de las energías solar (como radiación o biomasa) y eólica, se debe destacar la hidroelectricidad.

Sobre la base del conjunto de aspectos mencionados, la CEPAL (2004) ha elaborado elementos de propuestas para los países de la CELAC, entre los que destacan:

- Realizar una evaluación ambiental integral de los proyectos hidroeléctricos. Más allá de su efecto en materia de reducción de las emisiones de gases de efecto de invernadero, estos proyectos deben ser evaluados también en términos de su contribución indirecta al cuidado de los bosques, no solo por la forma en que se construyen, sino también por su aporte al sustento de las comunidades aledañas.

- Establecer un código de conducta con las comunidades. Es necesario y urgente establecer de forma explícita un conjunto de reglas de conducta aceptadas universalmente y supervisadas a nivel nacional e internacional que comprometan a los desarrolladores a un nuevo enfoque en su relación con las comunidades afectadas por los proyectos hidroeléctricos.
- Establecer pagos por servicios ambientales. Una forma de apoyar a las comunidades es, como ya ocurre en el Brasil, Colombia, Costa Rica y México, establecer pagos a los desarrolladores por los servicios ambientales de los bosques que sean canalizados como incentivos a quienes viven en esas zonas.
- Modificar los plazos de los contratos de compra de energía. Una forma de reconocer el valor de los proyectos hidráulicos es modificar la regulación para ampliar los plazos permitidos en los contratos de compra y venta de electricidad producida por este tipo de plantas, de manera que puedan obtenerse mejores condiciones de financiamiento.
- Crear mecanismos que permitan reconocer la sinergia entre los proyectos eólicos y los hidráulicos. En la actualidad, las reglas establecidas en los mercados eléctricos están diseñadas para plantas individuales y no para ofertas integrales de energía y capacidad. Considerando la sinergia existente entre los proyectos eólicos y los hidráulicos, es recomendable revisar estas reglas y eventualmente modificarlas para reconocer esta sinergia y hacer dichos proyectos más rentables y sus costos más competitivos.
- Desarrollar una visión integral de las cuencas. Los múltiples usos y efectos del agua están por lo general integrados en las cuencas en que esta se capta y fluye hacia el mar. Por lo tanto, es necesario considerar los sistemas hidráulicos precisamente como cuencas en las que se tienen que optimizar los beneficios y minimizar los efectos negativos de las variaciones temporales y territoriales de los flujos de agua. Esto requiere establecer sistemas de medición, monitoreo y toma de decisiones, y desplegar un importante esfuerzo de coordinación interinstitucional entre organismos gubernamentales centrales y gobiernos regionales.
- Cubrir pasivos sociales y resolver conflictos existentes. Es necesario, por un lado, terminar de cubrir los pasivos con las comunidades que estén pendientes como resultado de la construcción de represas y, por otro lado, destrabar y resolver los conflictos más importantes relacionados con la construcción de plantas hidroeléctricas, al menos de aquellas que en esta nueva visión se consideren aceptables.
- Abordar la difusión pública y favorecer la transparencia en la información. Para lograr una revaloración social de este tipo de proyectos, es necesario integrar como elemento de la iniciativa una intensa labor de relaciones públicas tendiente a situarlos en la perspectiva positiva que les corresponde en los tiempos actuales.

Para hacer posible la gobernabilidad de los recursos naturales, y entre ellos de la hidroenergía, hay que agregar que es necesaria una justa redistribución de la renta de su explotación entre todos los actores involucrados, contemplando una adecuada asignación a las poblaciones que habitan los territorios donde se emplazan estos aprovechamientos.

2. Sector del agua potable y saneamiento

Los países de la CELAC han adoptado diversas soluciones institucionales en sus sectores de agua potable y saneamiento. Los resultados han sido diversos. Destaca por un lado la expansión de la cobertura tanto de agua potable como de saneamiento; por otro lado, aún persisten deficiencias en relación con la calidad y sostenibilidad del servicio, y diferencias significativas entre los países y dentro de ellos, que se deben corregir y que afectan de manera desproporcionada a los grupos de bajos ingresos y a las áreas rurales. Frente a los retos que los países enfrentan en este ámbito, es posible identificar un conjunto de elementos que debieran tenerse presentes:

- Priorizar el sector del agua potable y saneamiento, tanto en términos de financiamiento como de políticas públicas orientadas a la eficiencia, ofrece una oportunidad de alto retorno social, económico y ambiental para los países de la CELAC, no solo por su decisiva incidencia en la salud pública, sino además como una poderosa herramienta para la lucha contra la pobreza y la indigencia, el fomento de la inclusión y la paz social, la promoción del desarrollo económico, en especial en cuanto a nuevas oportunidades para las industrias agropecuarias orientadas a la exportación y el turismo, y la protección del medio ambiente.
- En materia de inversión, teniendo presente que son necesarios cuantiosos fondos para alcanzar una cobertura universal y mejorar la calidad de los servicios, sobre todo para los grupos más vulnerables, se requiere un compromiso efectivo y de largo plazo de los países de la CELAC, tanto en términos de financiamiento como de construcción de instituciones sólidas y estables. Esta responsabilidad no solo permitirá lograr la esperada universalidad de los servicios, sino que además constituirá una importante herramienta para dinamizar las economías nacionales y la lucha contra la pobreza y la indigencia.
- Al estar comprometidos altos montos de dinero público en las obras de agua potable y saneamiento, se debe poner especial atención a la fiscalización y control de las transferencias presupuestarias, pues el sector de la infraestructura presenta un alto grado de corrupción y captura por parte de grupos de interés, así como elevados costos de transacción, particularmente en los procesos de adquisición, contratación, control y coordinación.
- El valor económico del agua debe ser incorporado en las decisiones de sus usuarios, de modo de generar conciencia sobre su escasez y esencialidad. El mecanismo más eficaz para evitar el derroche es el cobro del costo (de oportunidad) del agua. Es por eso que los países de la CELAC deben movilizar sus políticas públicas hacia el autofinanciamiento de la prestación de los servicios, por medio de una transición hacia el cobro a los usuarios de tarifas en que se incorporen la mayoría de sus costos, incluidos los ambientales. Esta transición debe implementarse gradualmente, considerando los niveles de pobreza y de cobertura existentes en la región.
- Como existirán grupos de la población que no podrán pagar las cuentas de agua potable con tarifas de autofinanciamiento, los Estados deben idear mecanismos de subsidio que permitan a estos usuarios satisfacer sus necesidades básicas. De este modo, los subsidios se transforman en vehículos de la obligación de los Estados de promover positivamente el cumplimiento del derecho humano al agua y al saneamiento, y además permiten maximizar las externalidades positivas de estos servicios.
- En materia de institucionalidad, los países de la CELAC deberían promover una organización sectorial que permita definir claramente las responsabilidades institucionales, así como crear incentivos efectivos para todos los actores de manera de conseguir un servicio universal, de calidad, eficiente y asequible. Esto se logra separando la prestación, la regulación y la formulación de políticas públicas en tres esferas distintas e independientes. La práctica demuestra que este tipo de organización institucional hace posible generar las formalidades necesarias para crear incentivos para la eficiencia a los prestadores.
- En cuanto al modelo público, las agencias reguladoras que controlan y fiscalizan a prestadores estatales y municipales deben iniciar un proceso de evaluación de la efectividad de sus instrumentos para generar incentivos (indicadores comparativos, multas, publicidad y sanciones personales, entre otros). Por su parte, los prestadores públicos deben avanzar hacia el logro de su propia independencia respecto de los demás organismos públicos que los controlan financiera y políticamente. Pero también es preciso avanzar hacia lo que se ha denominado la empresa abierta (Bohoslavsky, 2011), un enfoque con el que se busca prevenir desvíos en la operación empresarial y conductas abusivas de las autoridades a través de medidas destinadas a asegurar la independencia de los órganos de

regulación y control y, en especial, la participación de los usuarios tanto en la gestión interna de las empresas como en las funciones externas de planificación, regulación y control.

- La participación de los usuarios debe ser incrementada en todos los niveles y todos los roles, tanto dentro del organismo regulador como dentro del prestador, cuando sea público. La promoción de organismos representativos de los usuarios de agua potable y saneamiento es una buena iniciativa, pues permite sumarlos en términos políticos, dándole un mayor peso a la expresión de sus inquietudes e intereses.
- En materia de regulación económica, los países de la CELAC deberían consagrar en sus marcos legales (más que en los contratos con los prestadores) los principios generales que rigen dicha regulación, rentabilidad justa y razonable, buena fe, diligencia debida, obligación de eficiencia y transferencia de ganancias de eficiencia a los consumidores. Igualmente, deben existir sistemas de contabilidad regulatoria, que permitan a los reguladores disponer de información confiable y consistente sobre el desempeño técnico-operativo, la administración de bienes, la gestión comercial y la calidad de las decisiones económico-financieras del negocio regulado, aspectos que no están cubiertos por la información financiera que la contabilidad convencional entrega al mercado. En este sentido, es preciso mencionar el preocupante debilitamiento de los organismos de regulación en algunos países y la necesidad de ajustar los marcos regulatorios a las especificidades que presenta la regulación de los prestadores públicos.
- También cabe destacar la relevancia que tiene la escala de los prestadores en el objetivo de fomentar la eficiencia, aspecto que redundaría posteriormente en menores tarifas y mejor calidad de servicio para los usuarios. Existe abundante evidencia empírica según la cual en prestadores de pequeño tamaño (que atienden a menos de 100.000 habitantes) hay claras economías de escala, mientras que en los prestadores mayores (que atienden entre esa cantidad y 1 millón de habitantes, y en algunos casos hasta 4 millones de habitantes) se observa una tendencia de las economías de escala a mantenerse constantes (Ferro y Lentini, 2010). Además, promover una estructura industrial más consolidada de este sector ofrece otros múltiples beneficios en términos de sostenibilidad financiera, cohesión social, mejor gestión, manejo de fuentes de captación, reducción de costos de transacción y mejoras en las actividades de regulación y control. Esta constatación va en el sentido contrario de muchas de las iniciativas de descentralización que se han impulsado en los países de la CELAC. Sin embargo, teniendo presente la solidez y abundancia de la evidencia que la avala, la recomendación apunta a promover la agregación y la consolidación de la estructura industrial del sector.
- De la misma manera, se debe enfatizar en la necesidad urgente de contar con información precisa, robusta, comparable, consistente, pertinente y oportuna. Urge que los países de la CELAC dispongan de información confiable y precisa, por lo que cada país debe destinar los recursos necesarios para alcanzar dicha meta. Esta información debe ser abierta y estar disponible para todos los actores, al igual que las decisiones de los organismos reguladores y de políticas públicas. En esta área hay cierto acervo en la región, pero es urgente eliminar todos los focos de opacidad y censura que aún existen.
- Se requiere, en particular, la adopción de indicadores de gestión que midan el desempeño de los prestadores del sector del agua potable y saneamiento para evaluar la eficiencia y detectar mejores (y peores) prácticas. De ser posible, se debería emprender a nivel regional un ejercicio de comparación de desempeño tanto de cada empresa a través del tiempo como de unos prestadores en relación con otros: “la comparación histórica consigo misma permite visualizar el impacto que van teniendo en el servicio las decisiones de gestión; mientras que la comparación con otros prestadores replica las condiciones de un mercado en competencia y permite identificar los aspectos en los cuales se puede mejorar la gestión y eventualmente identificar y analizar las mejores prácticas, a fin de implementarlas para mejorar los servicios, con las adecuadas adaptaciones a las circunstancias de cada caso en particular” (ADERASA, 2012).

- Igualmente, se debe hacer un llamado urgente a los países de la CELAC para vincular la gestión de los recursos hídricos con los mecanismos de regulación económica de los servicios de agua potable y saneamiento. En la mayoría de los casos en la región, el rol de promoción de la gestión sostenible del agua (protección de ecosistemas, manejo de bosques, gestión de cauces superficiales y otros) está disociado de la labor regulatoria del sector del agua potable y saneamiento, además de encontrarse disperso en una multitud de servicios. Esta separación debe ser superada a la brevedad. Los usuarios de los servicios deberían paulatinamente empezar a asumir el costo que significa producir agua desde una perspectiva ecosistémica, pues de otro modo se encontrarán más temprano que tarde en un escenario de escasez, no ya por problemas de gestión sino de disponibilidad física.
- En la situación actual, de creciente competencia entre usos alternativos del recurso hídrico, es esencial vincular el sector del agua potable y saneamiento a la gestión y protección de los ecosistemas aportantes, asegurando de esta forma no solo la sostenibilidad de ingentes inversiones, sino también la existencia misma de asentamientos humanos. Dicho de otra forma, sin asegurar la sostenibilidad de los ecosistemas y de las fuentes de captación de agua, se arriesga cualquier inversión realizada para expandir la cobertura, con un alto costo económico y social. En particular, se requiere una legislación basada en el concepto de gestión integrada de los recursos hídricos, que responda adecuadamente a la naturaleza de los problemas que enfrenta el aprovechamiento del recurso y que esté en sintonía con las concepciones y prácticas de la sociedad, y una autoridad de aguas que sea independiente de los usos sectoriales y que cuente con poderes, atribuciones y recursos acordes con su responsabilidad.
- Como los servicios de agua potable y saneamiento se benefician de las externalidades positivas que generan los ecosistemas —tales como los servicios ambientales hídricos—, deberían a su vez contribuir a financiar su preservación, al igual que todas aquellas actividades que también se ven favorecidas, como la agricultura de riego y otras actividades económicas (industria, turismo, generación hidroeléctrica y otras). En los países de la CELAC existen diversas iniciativas de protección de cuencas sobre la base de pagos por servicios ambientales, por ejemplo en el Brasil, Colombia, Costa Rica, el Ecuador, El Salvador y el Perú. El caso de Colombia se destaca por considerar dentro de la tarifa de los servicios de agua potable y saneamiento una tasa ambiental con la que se busca asegurar la protección y la descontaminación de cuencas y fuentes de agua. En el caso de Chile, está incorporado en las tarifas el costo de adquisición de los derechos de agua necesarios para atender la demanda del servicio.

Todo lo anterior, sumado a los progresos ya logrados, servirá de base para superar los futuros desafíos que deberán enfrentar los países de la CELAC en su avance hacia el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio y de la agenda para el desarrollo post-2015, que ya no solo serán compromisos sino que imperativos en la protección y satisfacción del derecho humano al agua y al saneamiento. Estos esfuerzos se insertan, además, en el renovado énfasis de la región por profundizar el desarrollo sostenible y la lucha contra la pobreza y la indigencia. En este proceso se cuenta con la valiosa experiencia previa de varios de los países de la CELAC que, junto a la experiencia mundial en la materia, debiera servir como un referente inapreciable en la definición de modelos de regulación y de operación para la adecuada prestación de servicios de agua potable y saneamiento.

Bibliografía

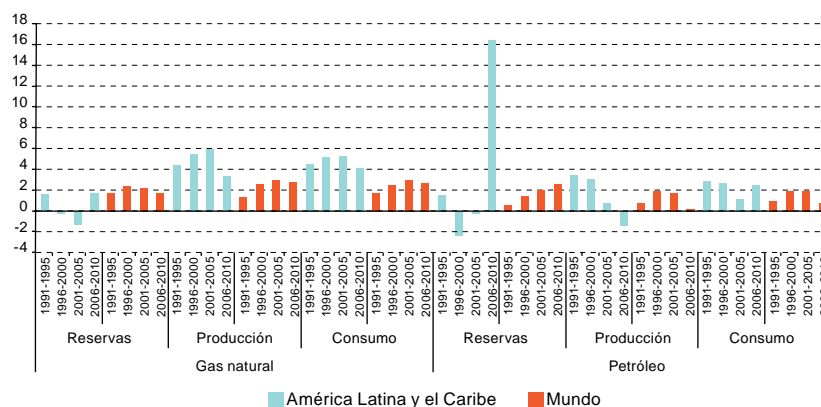
- ADERASA (Asociación de Entes Reguladores de Agua Potable y Saneamiento de las Américas) (2012), *Grupo Regional de Trabajo de Benchmarking (GRTB). Informe Anual - 2012. Datos año 2011*.
- BCN (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile) (2012), “Guía legal sobre: Convenio 169 OIT” [en línea] <http://www.bcn.cl/leyfacil/recurso/convenio-169-oit>.
- Berg, Sanford (2013), “Best practices in regulating State-owned and municipal water utilities”, *Documentos de Proyecto*, N° 542 (LC/W. 542), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2013), “Energías renovables” [en línea] <http://iadb.org/es/temas/energia/energias-renovables,2653.html>.
- Bohoslavsky, Juan Pablo (2011), “Fomento de la eficiencia en prestadores sanitarios estatales: la nueva empresa estatal abierta”, *Documentos de Proyecto*, N° 381 (LC/W.381), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- CAF (Banco de Desarrollo de América Latina) (2013), “Equidad e inclusión social en América Latina: acceso universal al agua y el saneamiento”, *serie Reflexiones sobre Políticas Sociales y Ambientales*, N° 2.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2013), *Recursos naturales en UNASUR: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional* (LC/L.3627), Santiago de Chile, mayo.
- _____(2010), *La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe. Síntesis 2010* (LC/G.2474), Santiago de Chile.
- _____(2009), “Editorial”, *Carta Circular*, No. 31, Red de Cooperación en la Gestión Integral de Recursos Hídricos para el Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe, Santiago de Chile.
- _____(2004), *Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas* (LC/L.2132), Santiago de Chile, mayo.
- CEPAL/IILA (Comisión Económica para América Latina y el Caribe/Instituto Italo-Latino Americano) (2010), *América Latina e Caraibi: la sfida dell' energia*, Hugo Altomonte y otros, Roma.
- Comunidad Andina (2008), *El cambio climático no tiene fronteras. Impacto del cambio climático en la Comunidad Andina*, Lima.
- Ducci, Jorge (2007), *Salida de operadores privados internacionales de agua en América Latina*, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
- Ducci, Jorge y Matthias Krause (2012), “Nota sobre regulación de empresas de servicios de agua y saneamiento de propiedad del Estado”, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desarrollo (BID), inédito.
- EIA (Administración de Información Energética) (2012), “International Energy Statistics” [en línea] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.
- Espinosa, Magaly (2008), “La experiencia del sector sanitario en Chile”, documento presentado en la Conferencia regional políticas para servicios de agua potable y alcantarillado económicamente eficientes, ambientalmente sustentables y socialmente equitativos, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 23 y 24 de septiembre.
- Ferro, Gustavo y Emilio Lentini (2010), “Economías de escala en los servicios de agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, N° 369 (LC/W.369), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Garrido-Lecca, Hernán (2010), “Inversión en agua y saneamiento como respuesta a la exclusión en el Perú: gestación, puesta en marcha y lecciones del Programa Agua para Todos (PAPT)”, *Documentos de Proyecto*, N° 313 (LC/W.313), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

- Hantke-Domas, Michael (2011), “Control de precios de transferencia en la industria de agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, N° 377 (LC/W.377), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Hantke-Domas, Michael y Andrei Jouravlev (2011), “Lineamientos de política pública para el sector de agua potable y saneamiento”, *Documentos de Proyecto*, N° 400 (LC/W.400), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- ICOLD (Comisión Internacional de Grandes Represas) (2013), “World Register of Dams (WRD)” [en línea] http://www.icold-cigb.net/GB/World_register/world_register.asp.
- JMP (Programa Conjunto OMS/UNICEF de Monitoreo del Abastecimiento de Agua y del Saneamiento) (2013), sitio web [en línea] <http://www.wssinfo.org>.
- Jouravlev, Andrei (2013), “Los países de la región hacia los Objetivos de Desarrollo del Milenio y políticas sectoriales”, documento presentado en la Reunión de Expertos “Políticas tarifarias y regulatorias en el marco de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) y el derecho humano al agua y al saneamiento”, Santiago de Chile, 8 de julio.
- _____(2010), “Participación privada sustentable: perspectivas y experiencias”, *Seminario Internacional Rol del regulador de agua potable y saneamiento en el siglo XXI: retos y oportunidades*, Cecilia Balcázar (ed.), *Documentos de Proyecto*, N° 332 (LC/W.332), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- _____(2004), “Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral del siglo XXI”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 74 (LC/L.2169-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- _____(2003), “Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 59 (LC/L.1954-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Jouravlev, Andrei y Miguel Solanes (2011), “Editorial”, *Carta Circular*, N° 35, *Red de Cooperación en la Gestión Integral de Recursos Hídricos para el Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Justo, Juan Bautista (2013), “El derecho humano al agua y al saneamiento frente a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM)”, *Documentos de Proyecto*, N° 536 (LC/W.536), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Lentini, Emilio (2011), “Servicios de agua potable y saneamiento: lecciones de experiencias relevantes”, *Documentos de Proyecto*, N° 392 (LC/W.392), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- _____(2010), “Servicios de agua potable y saneamiento en Guatemala: beneficios potenciales y determinantes de éxito”, *Documentos de Proyecto*, N° 335 (LC/W.335), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- McGranahan, Gordon y David Lloyd Owen (2006), “Local water and sanitation companies and the urban poor”, *Human Settlements Discussion Paper Series*, Instituto Internacional para el Medio Ambiente y el Desarrollo (IIMAD).
- Mekonnen, Mesfin y Aarjen Hoekstra (2012), “The blue water footprint of electricity from hydropower”, *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 16 [en línea] <http://www.waterfootprint.org>.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2012), Sistema de Información Económica Energética (SIEE) [en línea] <http://siee.olade.org/SIEE>.
- Prüss-Üstün, Annette y otros (2008), *Safer Water, Better Health: Costs, Benefits and Sustainability of Interventions to Protect and Promote Health*, Ginebra, Organización Mundial de la Salud (OMS).

- Renzetti, Steven y Diane Dupont (2003), "Ownership and performance of water utilities", *Greener Management International*, N° 42.
- Rozas, Patricio (2013), "Notas introductorias sobre la regulación de prestadores públicos de servicios de agua potable y alcantarillado", documento presentado en la Reunión de expertos "Políticas tarifarias y regulatorias en el marco de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) y el derecho humano al agua y al saneamiento", Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 8 de julio.
- Solanes, Miguel (2007), "Formulación de nuevos marcos regulatorios para los servicios de agua potable y saneamiento", *Carta Circular*, N° 26, Red de Cooperación en la Gestión Integral de Recursos Hídricos para el Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Solanes, Miguel y Andrei Jouravlev (2005), "Integrando economía, legislación y administración en la gestión del agua y sus servicios en América Latina y el Caribe", *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 101 (LC/L.2397-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- UICN (Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza y los Recursos Naturales) (2012), "Small scale hydro power. Pacific Energy projects: Impacts on nature and people", *Renewable Energy Fact Sheet* [en línea] http://cmsdata.iucn.org/downloads/hydro_power_pacific_renewable_energy_factsheets_2012_1.pdf.
- Vergès, Jean-François (2010), "Experiencias relevantes de marcos institucionales y contratos en agua potable y alcantarillado", *Documentos de Proyecto*, N° 341 (LC/W.341), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Vickers, John y George Yarrow (1988), "Privatization: an economic analysis", *MIT Press Series on the Regulation of Economic Activity*, N° 18, Massachusetts, The MIT Press.
- WCD (Comisión Mundial sobre Represas) (2000), "Represas y desarrollo. Un nuevo marco para la toma de decisiones. Reporte final de la Comisión Mundial de Represas" [en línea] http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/wcd_espanol.pdf.
- WWAP (Programa Mundial de Evaluación de los Recursos Hídricos) (2012), *The United Nations World Water Development Report 4: Managing Water under Uncertainty and Risk*, París, Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO).

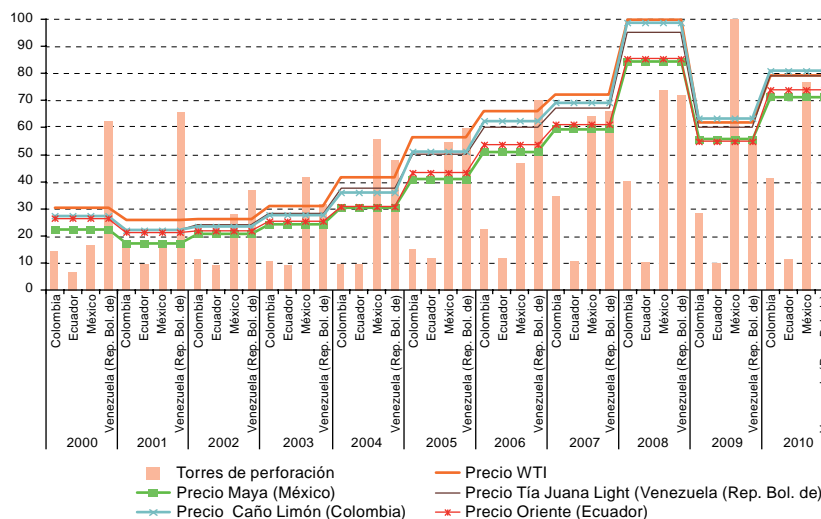
ANEXO

Gráfico A.1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y EL MUNDO: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS,
LA PRODUCCIÓN Y EL CONSUMO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL,
POR QUINQUENIOS, 1991-1995 A 1996-2010
(En porcentajes)



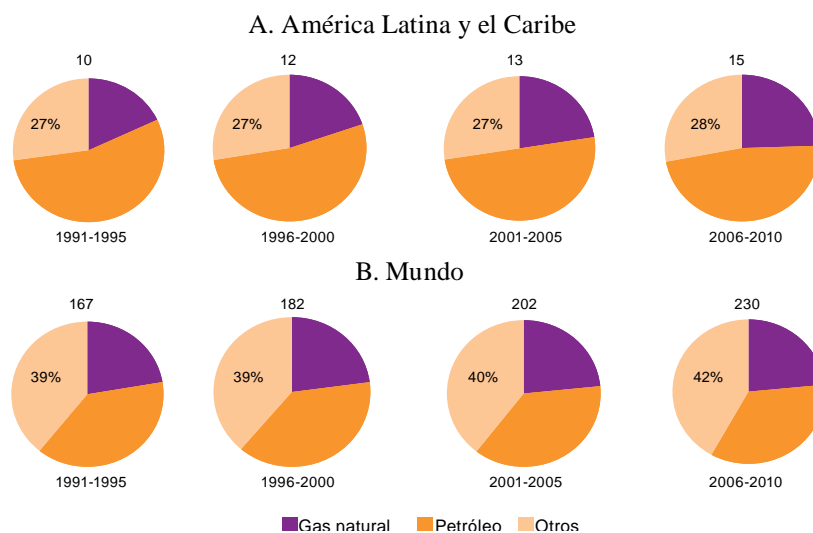
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy 2011*, 2011 [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, *World Oil and Gas Review 2010*, 2010 [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

Gráfico A.2
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
DE PERFORACIÓN Y DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO,
SEGÚN TIPO DE CRUDO, 2000-2010^a
(En números de torres de perforación y dólares por barril de petróleo)



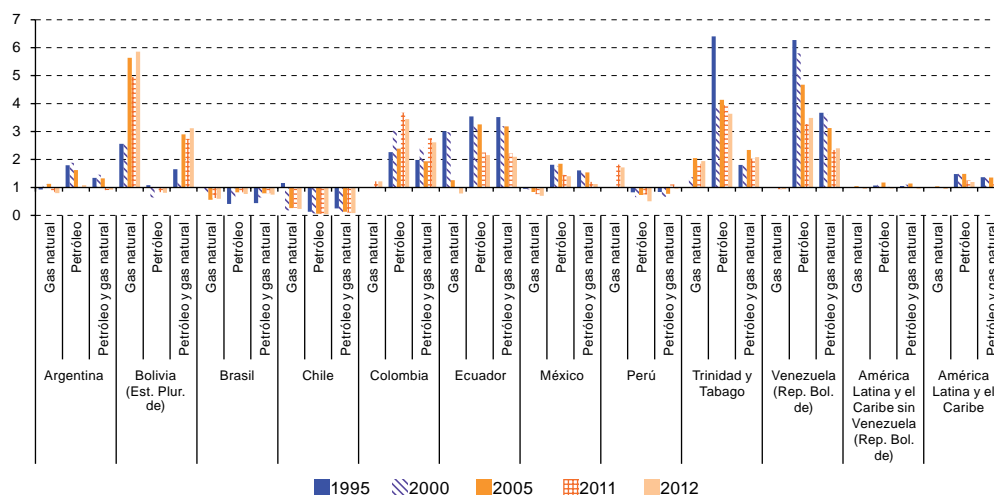
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Baker Hughes, “International rig counts”, 2012 [en línea] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; Administración de Información Energética (EIA), “Country analysis briefs”, 2011 [en línea] <http://www.eia.gov.us>.

Gráfico A.3
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y EL MUNDO: EVOLUCIÓN DE LA PROPORCIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA MATRIZ DE CONSUMO ENERGÉTICO PRIMARIO, POR QUINQUENIOS, 1991-1995 A 2006-2010
 (En millones de barriles equivalentes de petróleo al día y porcentajes)



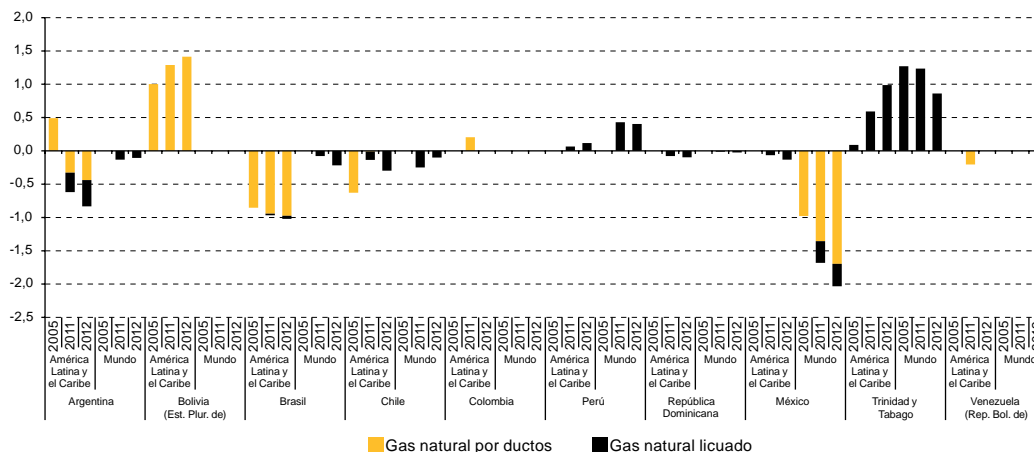
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2011*, 2011 [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

Gráfico A.4
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): RELACIÓN ENTRE LA PRODUCCIÓN Y EL CONSUMO DE GAS NATURAL Y DE PETRÓLEO, 1995-2012



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2011 y 2012* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

Gráfico A.5
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): SALDO COMERCIAL DE GAS NATURAL CON LA REGIÓN Y CON EL MUNDO, 2005, 2011 Y 2012^a
 (En miles de millones de pies cúbicos al día)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012*, *Statistical Review of World Energy, 2011* y *Statistical Review of World Energy 2006* [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a El saldo comercial se refiere a la diferencia entre exportaciones e importaciones.

Cuadro A.1
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): PLANES DE INVERSIONES FUTURAS EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS, HASTA 2017^a
 (En miles de millones de dólares)

	Exploración y producción		Adición en producción a 2020 ^a	Refinación, transporte y gas natural licuado (GNL)		Adición en refinación a 2020 ^a	Socios
	Concepto	Valor		Concepto	Valor		
Argentina	Desarrollo de recursos no convencionales (794 Bpc de gas natural) en Neuquén, Chubut y Santa Cruz. Recuperación de pozos maduros	28 de aporte de YPF	0,2 MMbd (aumento del 29%) en petróleo y líquidos 24 MMmcd (aumento del 23%) en gas natural	Gasoducto del Noreste Argentino Utilización y ampliación plena de refinерías	9 de aporte de YPF	20 MMmcd en capacidad de transporte 37% de aumento en producción refinada de nafta y gasoil	YPF CNOOC Chevron Petrobras Sinopec
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Desarrollo de campos Caipipendi, Itaú e Incahuasi. Exploración en Itaguzarenda y Camiri, entre otros. Plantas separadoras de líquidos Gran Chaco y Río Grande.	4-6	0,04 MMbd (aumento del 80%) en petróleo y líquidos 30 MMmcd (aumento del 70%) en gas natural	Planta petroquímica de urea y amoníaco Ampliación de redes de transporte Ampliación y construcción de refinерías	3-4	1,000 t de urea y amoníaco 0,04 MMbd (aumento del 80%) en capacidad de refinación	YPFB Petrobras Repsol Total S.A.
Brasil ^b	Desarrollo de campos mar adentro de crudo y gas natural de presal (50.000 MMboe de crudo y gas natural) en reservorios de Campos, Espírito Santo y Santos.	118 de aporte de Petrobras (incluidos entre 50 y 70 para presal)	3 MMbd (aumento del 140%) en petróleo y líquidos 70 MMmcd (aumento del 150%) en gas natural	Planta de regasificación de GNL en Ceará y Río de Janeiro Refinерías para crudo de presal	95 de aporte de Petrobras	1,1 MMbd (aumento del 58%) en capacidad de refinación	Petrobras BG Exxon Mobil Statoil Repsol Sinopec Shell British Petroleum (BP)

Gráfico A.1 (conclusión)

	Exploración y producción		Adición en producción a 2020 ^a	Refinación, transporte y gas natural licuado (GNL)		Adición en refinación a 2020 ^a	Socios
	Concepto	Valor		Concepto	Valor		
Colombia ^c	Ecopetrol, con más de 16 millones de hectáreas de concesión exploratoria. Exploración y desarrollo en reservorios de Llanos, Catatumbo y Magdalena, este último con potencialidad de crudo no convencional	27 de aporte de Ecopetrol	0,25 MMbd (aumento del 30%) en petróleo y líquidos 7 MMmcd (aumento del 22%) en gas natural	Ampliación de refinерías de Cartagena y Barrancabermeja Ampliación en sistemas de transporte: Caño Limón-Coveñas, Llanos Orientales, Bicentenario, Oleoducto Central S. A. (OCENSA)	6 de aporte de Ecopetrol	0,2 MMbd (aumento del 60%) de diésel y gasolina 0,8 MMbd (aumento del 67%) en la capacidad de transporte	Ecopetrol Pacífic Rubiales Gran Tierra
Ecuador	Perforación en Auca, Shushufindi y Cuyabeno. Recuperación mejorada en campos maduros.	3	0,1 MMbd (aumento del 20%) en petróleo y líquidos	Construcción y ampliación de refinерías de Manabí y Esmeraldas	n. d.	0,3 MMbd	Petroecuador Petroamazonas ENI Repsol
México	Exploración en las Cuencas del Sureste, Tampico-Misantla (incorporación a reservas de 5.600 MMb de crudo), en aguas profundas del Golfo de México y en cuencas gasíferas como Burgos-Sabinas y Veracruz. Potencialidad de hidrocarburos no convencionales en estas cuencas. Mejores prácticas, recuperación secundaria y mejorada en campos maduros. Desarrollo de campos nuevos y de crudo extrapesado. Proyectos de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Burgos, Ayatsil, Tsimin.	107 de aporte de PEMEX	0,3 MMbd (aumento del 12%) en petróleo 16 MMmcd (aumento del 10%) en gas natural	Ampliación en la refinерía de Salamanca y nueva capacidad en Tula para crudo tipo maya y residuos, así como proyectos orientados a mejorar la calidad de los combustibles Ampliación de sistemas de transporte Ampliación de la capacidad petroquímica	40 de aporte de PEMEX	0,47 MMbd (aumento del 36%) en productos derivados del petróleo, mayormente de gasolinas 1,3 MMt (aumento del 36%) en productos petroquímicos	PEMEX con socios de contratos integrales de servicios como Petrofac Facilities, Dowell Schlumberger y otros
Perú	Desarrollo de campos Lote 67 (Paiche, Dorado, Piraña), Camisea, Bloque Z 2B (mar adentro) y bloques 39,143, 76 y 64, entre otros.	8-10	0,3 MMbd (aumento del 200%) en petróleo y líquidos 20 MMmcd (aumento del 70%) en gas natural	Gasoducto Andino Sur Gasoducto Norandino Ampliación de la refinерía Talara Petroquímica	7	Modernización en la refinерía Talara de gasolina y diésel e incremento de 0,03 MMbd (aumento del 45%)	Petrobras Perenco Hunt Oil Repsol Pluspetrol Petroperú Talisman
Venezuela (República Bolivariana de) ^d	Desarrollo de la faja petrolífera del Orinoco en bloques de las áreas de Junín y Carabobo. Desarrollo mar adentro de campos de gas natural en áreas de la Plataforma Deltana y Mariscal Sucre.	110 de aporte de PDVSA	2 MMbd (aumento del 75%) en petróleo y líquidos 35 MMmcd (aumento del 40%) de gas natural para GNL	Ampliación de la capacidad de refinación y de crudos pesados en las plantas de Cabruta, Santa Inés y otras GNL de las áreas de Mariscal Sucre y Plataforma Deltana (postergado)	33 de aporte de PDVSA	0,8 MMbd (aumento del 60%) en la capacidad de refinación	PDVSA CNPC ENI Chevron Repsol Statoil Total S.A. Consortios rusos e hindúes

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información oficial de los países, las compañías y la prensa escrita.

^a Bpc: billones de pies cúbicos; MMb: millones de barriles; MMbd: millones de barriles al día; MMboe: millones de barriles equivalentes de petróleo; MMmcd: millones de metros cúbicos al día; MMt: millones de toneladas.

^b Los datos sobre Petrobras corresponden al monto destinado al Brasil de un total de 250.000 millones de dólares, según se establece en el plan de inversiones mundiales 2010-2015.

^c El monto de Colombia solo corresponde a Ecopetrol, si bien resulta significativo ya que la empresa posee cerca del 70% del mercado colombiano. No se cuenta con información de otros operadores.

^d El plan de inversión total de PDVSA 2011-2015 alcanza los 143.000 millones de dólares para todas las actividades de la industria. Puesto que las actividades no están desagregadas, se estima que cerca del 77% del total (promedio mundial de gestiones 2011-2012) será destinado a actividades de exploración y producción, y el resto a refinación, distribución o comercialización.

Cuadro A.2
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): SISTEMAS FISCALES PARA LAS ACTIVIDADES
 DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, 2012**

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Argentina	Los contratos son de tipo concesión, por lo que la empresa adjudicataria debe pagar un bono al Estado cuando se firma el contrato de exploración o comienza la etapa de producción.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Producción de hidrocarburos, considerando solo la producción computable.	Producción computable valorada según precio en boca de pozo.	General del 12%, aunque puede ser mayor en algunas provincias.	Impuestos sobre las ganancias del 35%, impuesto a los sellos del 0,5%, impuesto sobre créditos y débitos bancarios del 1,2%, impuesto sobre bienes personales del 1,25% e impuesto al valor agregado del 21%.
		Cánones o derechos de exploración	Gravar las actividades de exploración y búsqueda de reservas de hidrocarburos.	Exploración de áreas concedidas.	Kilómetro cuadrado otorgado en cada concesión.	Se define anualmente el valor económico por kilómetro cuadrado.	
		Derechos de exportación	Gravar las ventas al mercado externo de los hidrocarburos. No es compensatorio del valor de la producción para el pago de regalías. Se utiliza para disminuir el precio de paridad de las exportaciones, al restar del precio de referencia internacional esta obligación.	Exportación de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos.	Precio final de exportación, con ajuste de calidad.	Alicuotas variables y progresivas con relación al precio de referencia del crudo. Existen dos pasos: i) Se calcula la alicuota nominal teniendo en cuenta un precio de referencia regulado de 60,9 dólares por barril. Cuando el precio internacional es menor que el valor de referencia, la alicuota nominal es del 45% y en caso de que el precio internacional sea inferior a 45 dólares, se determinará la alicuota en 90 días. Cuando el precio internacional es mayor que el de referencia, la alicuota se determina obteniendo el porcentaje de la diferencia y ese resultado se suma al 45% mínimo de alicuota aplicable. ii) Se determina la alicuota efectiva dada por $1 - (1 / (1 + \text{alicuota nominal}))$ y el resultado obtenido es el que se aplica a la base imponible. Se exime de esta carga fiscal al 20% de la producción exportable proveniente de reservorios no convencionales a partir del quinto año.	

Cuadro A.2 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado			Hecho imponible	Base imponible	Alícuota	Otros tributos
		Objeto	Objeto	Objeto				
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Producción compartida, operación y asociación. Actualmente hay 44 contratos de operación que se refieren a actividades de exploración y explotación. Existen también contratos de sociedad de economía mixta en áreas exploratorias.	Regalías y participación en el Tesoro General del Estado	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Explotación y producción de hidrocarburos.	Para el mercado interno y externo: cantidad total producida por el precio medio ponderado de ventas en el mercado, por el porcentaje de asignación de estas ventas sobre las ventas totales.	Un 18% sobre el valor en punto de fiscalización: i) Un 11% para el departamento productor. ii) Un 1% para los departamentos del Beni y Pando. iii) Un 6% para el Tesoro General del Estado.	Además existen pagos por patentes, el impuesto al valor agregado (13%) y el impuesto a las transacciones (3%) para las ventas en el mercado interno.	
		Impuesto directo a los hidrocarburos			La misma base imponible que en el caso de las regalías.		Sobre la base imponible, valor de la producción en el punto de fiscalización. Se aplica el 32%.	
		Participación de YPFB	Participación de la empresa estatal en las ganancias generadas por los contratos de operación.	Explotación y producción de hidrocarburos.	Ganancias que se distribuirán según el anexo F de los contratos.		Porcentaje variable y progresivo ante precios y factor de ingresos y costos (factor B) del operador. Decrece cuanto mayor es la producción del operador.	
		Patentes	Explotación de hidrocarburos de propiedad nacional.	Explotación de hidrocarburos de propiedad nacional.	Área explotada.			

Cuadro A.2 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alícuota	Otros tributos
Brasil	Se utilizan tres regímenes: i) Sistema de concesión, mediante el cual se otorga a los inversionistas particulares el derecho de explorar y explotar el recurso, y se licitan o subastan las áreas petroleras. ii) Régimen de cesión onerosa a Petrobras a partir de 2010. iii) A partir de la primera ronda de licitación de áreas de presal en 2013, regirán para estas licitaciones contratos del tipo producción compartida. Estos tendrían como característica una participación mínima del 30% en la producción para Petrobras y exención para ciertas cargas fiscales.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Explotación y producción de hidrocarburos.	Valor de la producción en boca de pozo. Se paga en función de los precios del mercado del petróleo, gas natural o condensado, de las especificaciones del producto y de la localización del campo.	Entre el 5% y el 10%, dependiendo de los riesgos geológicos, las perspectivas de producción y otros factores que debe considerar la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), que fija en el contrato de concesión el valor definitivo. Un 15% para contratos de producción compartida. Oscilan entre el 0% y el 40%. Exentas para contratos de producción compartida y para el régimen de cesión onerosa de Petrobras.	
		Participaciones especiales	Imponer una participación especial a los campos de gran producción o alta rentabilidad.	Rentabilidad superior a la fijado por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP).	Valor de la producción una vez descontadas las regalías, las inversiones en exploración, los costos de producción, la depreciación y otros tributos. Como en el caso anterior, la cantidad exacta quedará establecida en el contrato de concesión. Se aplicarán tasas progresivas sobre la producción neta de cada campo, de acuerdo con la ubicación, el número de años y el volumen de producción.		
		Bonos de signatura, programa mínimo de trabajo y contenido local	Montos y porcentajes que las empresas concesionarias ofrecen por obtener el derecho a explotar los recursos de hidrocarburos en las áreas licitadas.	Adjudicación de áreas en licitación.	Monto económico ofrecido en la licitación para obtener la concesión de gas natural o petróleo.	No puede ser menor que el valor establecido por la ANP al convocar a la licitación. Bonos de signatura ofrecidos por el licitante y no sujetos a puja en contratos de producción compartida.	
	Tasa de ocupación de área	Pago por el uso del terreno especificado en la concesión.	Realización de actividades de exploración y explotación de los recursos.	Kilómetro cuadrado otorgado en cada concesión.	Expresados en reales por kilómetro cuadrado durante las fases de exploración y producción, definidas en cada contrato. Exentas para contratos de producción compartida.	1%	
	Pago al propietario de la tierra	Pago por el uso del terreno especificado en la concesión.	Producción del hidrocarburo en territorios brasileños.	Producción bruta de petróleo y gas natural.		17%	Además, se aplican las disposiciones de la Ley sobre el impuesto a las ventas y servicios, contenida en el Decreto Ley núm. 825 de 1974, que fijan el impuesto al valor agregado en un 19%.
Chile	Contratos especiales de operación petrolera (CEOP) en forma exclusiva o en asociación con la estatal Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Los contratistas adquieren la propiedad del hidrocarburo una vez producido. Sin embargo, su comercialización está sujeta a regulación por el Estado, que paga al contratista una retribución por sus servicios, en efectivo o producción, una vez iniciado el desarrollo.	Impuesto a la renta para las sociedades	Gravar ganancias anuales por las operaciones de explotación y producción de derivados de hidrocarburos.	La obtención de ganancias en territorio chileno por parte de los suscriptores de CEOP.	La que resulte de deducir de los ingresos totales los gastos totales, y se refleje como utilidad imponible en los resultados anuales.		

Cuadro A.2 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Colombia	Contratos de asociación. La exploración se ejecuta a cuenta y riesgo del socio privado y se da en un periodo de explotación comercial conjunta de 22 años, en los casos en que Ecopetrol decida participar en la explotación de los campos. Contratos de concesión en que Ecopetrol también puede participar en la subasta o licitación por la adjudicación de bloques.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos.	Valor de los hidrocarburos en boca de pozo.	Alicuota escalonada desde el 8% al 25%, según el volumen de producción de petróleo. Las regalías para gas natural, también escalonadas, son un porcentaje de las regalías petroleras y dependen del origen de la producción (por ejemplo, tierra firme o alta mar) y de la profundidad del reservorio. Descuento de un 40% en el pago de regalías e impuestos para productores de hidrocarburos no convencionales.	
		Derechos por el uso del subsuelo	Uso del territorio nacional para operaciones de exploración y explotación.	Al inicio de cada fase de exploración y semestralmente en la fase de explotación.	Dólares por unidad de superficie.	Anualmente se publica el monto fijo que se debe pagar.	
		Derecho por precios altos	Gravar las operaciones que superen los márgenes y las operaciones que superen los parámetros de producción.	Cuando la producción acumulada de hidrocarburos líquidos de cada área, incluido el volumen asociado a regalías, supere los 5 millones de barriles y en el caso de que el precio del crudo supere el precio base o cuando la producción de gas destinado a la exportación alcance los cinco años y el precio US Gulf Coast Henry Hub supere el precio base.	Producción neta de regalías.	Alicuota variable entre el 30% y el 50%.	
		Derecho económico como porcentaje de participación en la producción	Solicitar a los ofertantes en el momento de la licitación un porcentaje de la producción por la explotación de hidrocarburos. Este aspecto es relevante para la adjudicación.	Cualquier tipo de producción, incluso las pruebas extensas de producción que se ejecutan en el período exploratorio.	Producción neta de regalías.	Fijo o variable de acuerdo con la oferta de la empresa privada en la licitación.	
Ecuador	Contratos de servicios y contratos de reactivación de campos marginales. Los contratos de servicios consideran el pago de una tarifa fija a las compañías dentro de una participación activa de las empresas estatales Petroecuador y Petroamazonas.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Producción de hidrocarburos.	Valor de la producción en boca de pozo, según el precio de facturación, con cálculos diferenciados por calidad del hidrocarburo.	Varía del 12,5% al 18,5%.	
		Margen de soberanía	Garantizar un ingreso mínimo al Estado ante situaciones de disminución de precios.	Cuando el precio del crudo sea menor que el presupuestado.	Valor de la producción en boca de pozo.	25%	

Cuadro A.2 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
México	Existe monopolio estatal a lo largo de toda la cadena. Sin embargo, PEMEX subcontrata servicios petroleros en perforación, construcción y otros.	Impuesto a los rendimientos petroleros	Gravar las utilidades netas de las operaciones petroleras excepto aquellas de exploración y producción.	La obtención de ganancias por parte de PEMEX y órganos subsidiarios.	La que resulte de deducir de los ingresos totales el total de deducciones autorizadas.	30%	Impuesto a la renta del 30% y a futuro del 28%. Impuesto empresarial a tasa única del 17.5%. Impuesto a depósitos en efectivo del 3%. Impuesto especial sobre producción y servicios.
		Derechos a los hidrocarburos: - Ordinario	Gravar la venta de hidrocarburos.	Venta de petróleo por parte de PEMEX.	Valor de venta menos inversiones realizadas y derechos por otros conceptos que se pagan.	74% en 2008 71,5% en 2012	
		- Fondo de estabilización	Gravar precios excedentes sobre el nivel de referencia.	Venta de petróleo por parte de PEMEX.	Precio de venta menos precio de referencia.	Progresivo, del 1% ante un excedente de más de 22 dólares y del 10% ante un excedente de más de 31 dólares.	
		- Extraordinario sobre la exportación de petróleo	Gravar ingresos excedentes por exportación de petróleo	Exportación de petróleo a precios excedentes.	Precio ponderado del petróleo menos el precio estimado en la Ley de Ingresos de la Federación.	13,1%	
Perú	Contratos de licencia del tipo concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos, celebrados entre PERUPETRO y el contratista.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos.	El valor en boca de pozo de la producción de hidrocarburos fiscalizada.	Escala variable entre el 5% y el 25%, en función de la metodología elegida por el contratista (escala de producción o resultado económico) y de las estimaciones de inversión y costos potenciales en el área prevista en el contrato.	Impuesto a la renta. Se aplica sobre la utilidad de la operación con una alícuota del 30%.
Trinidad y Tabago	Contratos del tipo de concesión y producción compartida.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos.	El valor en boca de pozo de la producción de hidrocarburos fiscalizada.	Variables en los contratos. Históricamente entre el 10% y el 12,5% para petróleo y entre el 0% y el 15% para gas natural.	Impuesto a la renta, alícuotas del 35% y el 50%, en función de la localización del reservorio mar adentro o en tierra firme, respectivamente.
		Impuesto de desempleo	Compensar a ciudadanos desempleados.	La obtención de ganancias petroleras.	Utilidad imponible	5%	
		Impuesto adicional/ suplementario petrolero	Gravar utilidades extraordinarias.	Ventas de petróleo pero no de gas natural.	Ingreso bruto neto de incentivos, en función de la escala de precios medios del crudo.	0%-64%	
		Gravamen sobre la producción petrolera	Gravar la producción adicional. Contribuir con recursos al fondo. "Fondo verde"	Producción petrolera superior a 3.500 barriles al día. Ventas de hidrocarburos.	Mínimo de entre el 4% del ingreso por venta y la participación proporcional en el subsidio petrolero. Ingresos brutos	0,1%	

Cuadro A.2 (conclusión)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alícuota	Otros tributos
Venezuela (República Bolivariana de)	Ley Orgánica de Hidrocarburos y reformas que establecen el contrato de empresa mixta con participación accionaria de Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA) de al menos el 60%. Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. No existe límite para la cuota privada en contratos de explotación y explotación de gas natural.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos.	Valor de la producción en boca de pozo, con ajustes por gravedad y contenido de azufre.	Actualmente la alícuota de la regalía petrolera es del 30% y puede reducirse al 20% en yacimientos maduros o de la faja del Orinoco. La alícuota para el gas natural es del 20%.	
		Impuesto superficial	Pago por desuso del área concedida para operaciones de exploración y explotación.	No utilización de las áreas concedidas desde la firma de los contratos respectivos.	Área no explotada de la concesión.	Cien unidades tributarias (aproximadamente 1.767 dólares) por año y kilómetro cuadrado. Se incrementa anualmente si la situación persiste.	
		Impuesto de extracción	Gravar la explotación y producción de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.	Producción de hidrocarburos en territorio venezolano.	Valor de la producción en boca de pozo, con ajustes por gravedad y contenido de azufre.	Tasa del 33,33%, sujeta a deducción con el pago de regalías y ventaja especial.	
		Impuesto de registro de exportación	Gravar las operaciones que generen rentas mayores para los concesionarios.	Exportación de hidrocarburos.	Valor de todos los hidrocarburos exportados desde cualquier puerto del territorio nacional considerando el precio real de venta.	Uno por 1.000 (0,1%)	
		Ventaja especial	Obtención del 50% de los ingresos brutos generados por la comercialización de hidrocarburos.	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos en áreas delimitadas.	Pago anual de la diferencia entre el 50% del valor del ingreso bruto y los pagos fiscales realizados por las empresas mixtas (en forma de regalías, contribución especial, impuesto sobre la renta, impuesto sobre la extracción, impuesto sobre el registro de exportación e inversión en proyectos endógenos, entre otros).		
		Contribución especial sobre precios extraordinarios y exorbitantes del mercado internacional de hidrocarburos	Gravar la diferencia entre el precio internacional del crudo y el precio presupuestado o el precio límite de referencia.	Exportación o transporte al exterior de hidrocarburos líquidos o venta de esos productos a PDVSA o a cualquiera de sus filiales por un monto superior al presupuestado.	Volumen de hidrocarburos exportados, después de deducir los importados que se usan en el proceso productivo.	Monto en dólares por barril, correspondiente a una proporción de la diferencia entre el precio internacional y el precio presupuestado o el precio límite de referencia (70 dólares por barril). El cálculo de la proporción es acumulativo y se basa en la aplicación de alícuotas escalonadas desde un 20% hasta un 95% sobre los diferenciales de precios establecidos según rangos y premisas de precios extraordinarios y exorbitantes. Cuanto más elevado es el precio internacional, mayor es la proporción de la diferencia de precios que debe percibirse.	

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

