

Recursos naturales en UNASUR

Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional



NACIONES UNIDAS

CEPAL



UNION DE NACIONES SURAMERICANAS

Recursos naturales en UNASUR

Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional



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); Jean Acquatella, Andrés Arroyo y Andrei Jouravlev, Oficiales de Asuntos Económicos de la Unidad de Recursos Naturales y Energía; y Jeannette Lardé y René Salgado, Asistentes de Investigación de la Unidad de Servicios de Infraestructura y de la Unidad de Recursos Naturales y Energía, respectivamente. Se agradecen los comentarios y observaciones de Mónica Bruckmann de la Secretaría General de Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR).

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

ÍNDICE

	<i>Página</i>
Prólogo	7
Palabras introductorias.....	11
Introducción	13
 Capítulo I	
EL SECTOR MINERO EN LOS PAÍSES DE LA UNASUR: TENDENCIAS Y EVOLUCIÓN RECIENTE	
	21
A. El importante papel de los países de la UNASUR en la producción mundial de minerales.....	21
B. Evolución del precio internacional de los metales y de las exportaciones de minerales a nivel regional	21
C. Tendencias de la inversión en exploración minera	26
D. La creciente contribución de los países de la UNASUR a las reservas mineras mundiales	28
E. La prospectiva para la inversión minera apunta a un gran dinamismo	29
F. Participación estatal en la renta económica del sector minero durante el último ciclo de precios	31
 Capítulo II	
EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS EN LOS PAÍSES DE LA UNASUR: TENDENCIAS Y EVOLUCIÓN RECIENTE	
	35
A. Petróleo y gas natural: exploración y producción.....	35
B. Reservas, producción, consumo e indicadores de tendencia	35
1. América del Sur en el contexto mundial	35
2. Reservas.....	39
3. Producción y consumo	44
C. Comercio de hidrocarburos.....	47
D. Inversión	50
E. Principales tendencias observadas: producción, consumo y reservas.....	55
F. Marco contractual, renta económica e ingresos fiscales	55
G. Participación estatal en la renta económica del sector de los hidrocarburos durante el último ciclo de precios	62
 Capítulo III	
POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL DESARROLLO DEL AGUA POTABLE Y LA HIDROELECTRICIDAD EN LA UNASUR.....	
	65
Introducción	65
A. Prestación eficiente, equitativa y sostenible de los servicios de agua potable y saneamiento	67
1. Contribución de los servicios de agua potable y saneamiento al desarrollo económico, la equidad social y la sostenibilidad ambiental	69
2. Políticas públicas para la eficiencia, equidad y sostenibilidad de los servicios	71

B.	Desarrollo sustentable de la hidroelectricidad (interfase entre agua y energía).....	79
1.	Panorama actual de la generación hidroeléctrica en la UNASUR	79
2.	Sostenibilidad de la hidroenergía	81
3.	Propuesta para la inserción sostenible de la hidroelectricidad	85

Capítulo IV

CONCLUSIONES E IMPLICACIONES DE POLÍTICA		89
A.	Respuesta del sector minero al ciclo de precios.....	89
B.	Respuesta del sector de los hidrocarburos ante el ciclo de precios.....	90
C.	El desarrollo sostenible de los recursos hídricos	91

Bibliografía	95
Anexo.....	103

Cuadros

Cuadro I.1	América Latina y el Caribe: participación de la producción minera en el total mundial, 1990-2012.....	22
Cuadro I.2	Indicadores y aporte fiscal del sector minero en países seleccionados, 1990-2009	33
Cuadro I.3	Participación estatal en la renta económica estimada del sector minero y en los ingresos fiscales totales en países seleccionados, 1990-2003 y 2004-2009	34
Cuadro II.1	América Latina y el Caribe: abundancia de petróleo y gas natural.....	43
Cuadro II.2	América Latina y el Caribe: relación entre la producción y el consumo de petróleo y gas natural, 1995-2011	47
Cuadro II.3	América Latina (países seleccionados): planes de inversiones en el futuro, hasta 2017	53
Cuadro II.4	América Latina y el Caribe (países seleccionados): sistemas fiscales para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, 2011	57
Cuadro II.5	América Latina (países seleccionados): indicadores y aporte fiscal del sector de los hidrocarburos, 1990-2009.....	62

Gráficos

Gráfico I.1	Evolución de los precios internacionales del cobre, el plomo y el zinc, 1965-2012	23
Gráfico I.2	América Latina y el Caribe y mundo: participación de las exportaciones de minerales en las exportaciones totales, 1962-2009.....	24
Gráfico I.3	América Latina y el Caribe y grandes países exportadores de minerales: evolución de las exportaciones de minerales en etapa primaria, 1962-2010.....	25
Gráfico I.4	América Latina y el Caribe y grandes países exportadores de minerales: evolución de las exportaciones de minerales en etapa de manufactura, 1962-2010	25
Gráfico I.5	América Latina y el Caribe: evolución de las exportaciones de minerales primarios y manufacturas de minerales, 1962-2010	26
Gráfico I.6	Distribución de los presupuestos mundiales de exploración minera, 2003 y 2010.....	27
Gráfico I.7	América Latina: presupuestos mundiales de exploración minera destinados a la región y total mundial, 2003-2010.....	27

Gráfico I.8	América Latina y el Caribe: principales destinos de exploración minera, 2010	28
Gráfico I.9	América Latina y el Caribe: principales reservas minerales, 2000 y 2010	29
Gráfico I.10	Cartera de proyectos de inversión minera por regiones, 2000 y 2010	30
Gráfico I.11	Distribución de las inversiones mineras entre los diez principales países destinatarios, 2000 y 2010	30
Gráfico II.1	América del Sur: participación en los sectores del petróleo y el gas natural, 1995, 2000, 2005, 2010 y 2011	36
Gráfico II.2	América del Sur y el mundo: evolución de las reservas, la producción y el consumo de petróleo y gas natural ante el crecimiento económico y la evolución de los precios.....	37
Gráfico II.3	América Latina y el Caribe y el mundo: evolución de precios, costos y actividades de la industria de hidrocarburos, 2000-2011	38
Gráfico II.4	América Latina (países seleccionados): reservas de petróleo y gas natural, 1995, 2000, 2005, 2010 y 2011.....	40
Gráfico II.5	América Latina y el Caribe (países seleccionados): evolución quinquenal del índice de reemplazo de reservas de petróleo y gas natural, 2001-2010.....	42
Gráfico II.6	América Latina y el Caribe (países seleccionados): relación entre reservas y producción de petróleo y gas natural.....	44
Gráfico II.7	América Latina (países seleccionados): producción de petróleo y gas natural, 1995, 2000, 2005, 2010 y 2011.....	45
Gráfico II.8	América Latina y el Caribe (países seleccionados): relación entre producción y consumo, 1995, 2000, 2005, 2010 y 2011	48
Gráfico II.9	América Latina (países seleccionados): saldo comercial de hidrocarburos y relación entre producción y consumo, 2000, 2005 y 2011	49
Gráfico II.10	América Latina (países seleccionados): inversión extranjera y estatal en hidrocarburos, 1996-2011.....	52
Gráfico III.1	UNASUR: participación de los hidrocarburos en la oferta total de energía primaria, 1970-2011	80
Gráfico III.2	UNASUR y mundo: matriz energética, 2010.....	81
Gráfico A.1	América Latina y el Caribe (países seleccionados): evolución quinquenal de las reservas, la producción y el consumo de petróleo y gas natural, 1991-2010	103
Gráfico A.2	América Latina y el Caribe (países seleccionados): actividades de perforación y evolución de los precios del gas natural, 2000-2010.....	104
Gráfico A.3	América Latina (países seleccionados): actividades de perforación y evolución de los precios del petróleo, según tipo de crudo, 2000-2010.....	105
Gráfico A.4	América Latina y el Caribe y el mundo: evolución quinquenal de la proporción de hidrocarburos en la matriz de consumo energético primario	106
Gráfico A.5	América del Sur (países seleccionados): consumo de petróleo y gas natural, 1995, 2000, 2005, 2010 y 2011.....	107
Gráfico A.6	América Latina y el mundo: saldo comercial de gas natural, 2005, 2010 y 2011	108
 Recuadro		
Recuadro III.1	Derecho humano al agua potable y saneamiento.....	67

PRÓLOGO

El debate sobre la dotación y el aprovechamiento sostenible y más equitativo de los recursos naturales es una prioridad de la agenda de las políticas públicas de los países de América Latina en general y de los países miembros de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) en particular. Los países de Sudamérica poseen una de las mayores reservas minerales del planeta: un 65% de las reservas mundiales de litio, un 42% de plata, un 38% de cobre, un 33% de estaño, un 21% de hierro, un 18% de bauxita y un 14% de níquel. Se estima que el potencial minero es aún mayor ya que la información geológica disponible es parcial. También son importantes sus reservas petroleras, sobre todo tras la certificación de los crudos extra pesados de la Faja del Orinoco en la República Bolivariana de Venezuela. La región posee además alrededor de un 30% del total de los recursos hídricos renovables del mundo, lo que corresponde a más del 70% del agua del continente americano.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) ha elaborado este trabajo a solicitud de la Secretaría General de la UNASUR en el marco del convenio de cooperación suscrito en marzo de 2012.

Los dos organismos, dentro de sus líneas de trabajo, asignan a la gobernanza de los recursos naturales un papel central, entendiendo por ella el conjunto de políticas soberanas de los países sobre la propiedad de los recursos naturales y su apropiación, así como la distribución de las ganancias de productividad derivadas de su explotación. Este documento espera brindar información útil para que los países extiendan su contribución a un desarrollo más inclusivo y logren apuntalar la agenda de la igualdad.

En esta publicación se precisan los diferentes instrumentos jurídicos y económicos de que disponen los Estados para apropiarse y distribuir las rentas derivadas de la explotación de los recursos naturales relacionados con la minería, los recursos hídricos y los hidrocarburos. Entre esos instrumentos se cuentan: legislación y regulación particular; planificación y formulación de políticas sectoriales y regímenes de participación público-privada en la inversión y el desarrollo; creación de institucionalidad específica a los objetivos regulatorios, de fiscalización y distribución de las rentas de recursos naturales entre niveles de gobierno; participación directa en el desarrollo de los recursos a través de empresas públicas; gestión pública y mecanismos de resolución de los conflictos socioambientales en sectores extractivos; creación de fondos públicos de ahorro e inversión de destino (dirigidos a inversión en educación, innovación y desarrollo, entre otros) y fondos de estabilización macrofiscal, así como apoyo al manejo macroeconómico anticíclico frente a los ciclos en el precio internacional de los recursos naturales exportados.

América Latina y el Caribe enfrenta retos y tensiones en relación con el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales. Entre otros, debe lograr mayor progresividad en la participación del Estado en las rentas extraordinarias por explotación minera —particularmente dada la persistencia del actual ciclo de auge— y preservar el dinamismo de la inversión en ese sector, así como en el de los hidrocarburos y las exportaciones agrícolas. Las naciones de nuestra Patria Grande deben dar cuenta de los ajustes en la política tributaria aplicada a los distintos sectores para aumentar su progresividad, y buscar una mayor coordinación entre ellas para evitar la competencia fiscal que actúa en sentido contrario. Por último, también se deben manejar los dilemas de economía política, implícitos en la distribución e inversión pública de las rentas de recursos naturales entre grupos sociales y distintas escalas de gobierno.

No obstante lo anterior, es posible destacar dos temas en los que se debe centrar la atención de las políticas públicas de los países de la región:

1. El desarrollo de mecanismos que aseguren una inversión eficiente de las rentas extraordinarias de recursos naturales en esta época de precios altos, a través de la creación de fondos que permitan contrarrestar la futura volatilidad de precios o bien impulsar inversiones públicas en educación, salud, infraestructura e innovación y desarrollo tecnológico que a la postre puedan reemplazar los activos extraídos;
2. El mejoramiento de la gestión pública de los conflictos socioambientales que surgen en el desarrollo de los sectores de explotación de recursos naturales.

Sudamérica es exportadora neta de minerales e hidrocarburos y posee una importante dotación de recursos hídricos para la explotación de la hidroenergía como fuente de energía limpia y sostenible. Sin embargo, para aprovechar sus ventajas comparativas en el futuro, los Estados deben retomar su papel proactivo y articular con el conjunto de los actores sociales los objetivos de una política energética sostenible y equitativa.

Construida con oído atento a las demandas, aprehensiones y necesidades ciudadanas, esta política debería establecer metas de acceso a la energía en los sectores económicos y grupos sociales que hoy no la tienen. Así, se deberían definir en cada caso las fuentes deseables y posibles de abastecimiento, según la disponibilidad de los recursos y la consideración estratégica del contexto económico, social y ambiental.

El diseño de políticas de acceso a la energía —en calidad y cantidad, y con precios acordes a los niveles de ingreso— deberá conducir a la discusión respecto de la incorporación de subsidios —tanto para facilitar el acceso como para adquirir equipamiento moderno y eficiente— a fin de disminuir el gasto energético total de las familias y contribuir a la mitigación del cambio climático.

En el sector de los hidrocarburos se plantea el desafío de encontrar un equilibrio entre los intereses públicos y privados que permita realizar las inversiones necesarias para garantizar el suministro al mercado interno y el mantenimiento de la posición exportadora regional. Se requiere de innovaciones institucionales, regulatorias y contractuales, que respondan a la multiplicidad de factores de orden estructural y coyuntural que afectan el mercado petrolero actual, manteniendo siempre en el horizonte el interés colectivo, la soberanía y los aportes con los que esta industria ha de contribuir en la provisión de bienes y servicios públicos en las naciones donde opera.

Los países de la UNASUR tienen la oportunidad de priorizar el sector de agua potable y saneamiento —tanto en términos de su financiamiento como en las políticas públicas orientadas a la eficiencia— con miras a disminuir la pobreza y la indigencia, y fomentar el desarrollo económico y la inclusión social. Las mejoras alcanzadas en este sector también representarán nuevas oportunidades para las industrias agropecuarias orientadas a la exportación y el turismo, así como para la protección del medio ambiente.

El sector de agua potable y saneamiento requiere un compromiso efectivo y de largo plazo tanto en materia de financiamiento como en lo referido a la construcción de instituciones sólidas y estables. El agua tiene un valor económico que debe ser internalizado en las decisiones de sus usuarios para generar conciencia de su esencialidad y escasez. En ese proceso los Estados deben idear mecanismos de subsidio focalizados que permitan a los usuarios pobres poder satisfacer sus necesidades básicas y promover positivamente el cumplimiento del derecho humano al agua.

La escala de los prestadores es un tema relevante en el abaratamiento de costos en el sector de agua potable y saneamiento. Una buena decisión en el ámbito de las economías de escala redundará en menores precios para los usuarios.

En el área de los recursos naturales, la UNASUR se plantea la necesidad de trabajar en torno de la capacidad del sector para adaptarse al cambio climático y al aumento de los costos de la energía.

Es indispensable abrir un proceso de debate sobre los desafíos que enfrentan los países exportadores de recursos naturales en la región con relación a las políticas públicas, la institucionalidad y la regulación en la apropiación y el uso efectivo de las rentas. Estos desafíos involucran, entre otras funciones de gobierno, aspectos regulatorios, fiscales y de manejo macroeconómico, planificación estratégica, formulación e implementación de políticas públicas, y gestión de conflictos socioambientales. Para enfrentarlos y lograr maximizar su beneficio social es preciso fomentar la innovación institucional y fortalecer la capacidad de gestión pública.

Desde la perspectiva de la CEPAL, la UNASUR es el foro apropiado para analizar estos temas y para compartir políticas y experiencias exitosas o lecciones aprendidas. También es el espacio para construir la institucionalidad que se precisa para satisfacer la necesidad urgente de establecer mecanismos de medición e información y contar con datos propios, precisos, robustos, comparables, consistentes, pertinentes y oportunos. En este sentido, otro desafío no menor es la escasa disponibilidad de la información sobre reservas certificadas de recursos no renovables, por lo que un esfuerzo adicional de los países de la UNASUR pudiera ser la creación de un organismo subregional basado en las actuales instituciones nacionales de geología minera o entidades similares para la certificación de las reservas y los prospectos de exploración, particularmente de recursos mineros.

La información es la fuente fundamental para la adopción de decisiones políticas y regulatorias. Ella permite la adopción de indicadores de gestión destinados a medir el desempeño de los prestadores, evaluar su eficiencia y detectar mejores prácticas, entre otros.

Todo el avance que se logre en el aprovechamiento sostenible y equitativo de los recursos naturales será un aporte fundamental para los desafíos que deberán enfrentar los países de América Latina y el Caribe en su agenda para el desarrollo, entre los que destaca el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio. Más aún lo será para avanzar en el cambio estructural para la igualdad. Esto incluye el aumento de la productividad con innovación, el empleo con derechos y la protección de recursos tan estratégicos como la minería, el agua y la energía.

Ofrecemos estas reflexiones a los países miembros de la UNASUR como una contribución a los necesarios debates que impone la esperanzadora construcción de la integración sudamericana, vehículo indispensable para superar con sentido de urgencia la desigualdad que aqueja a nuestra región.

Lo hacemos con la convicción de que es urgente apostar por transformaciones que cambien en dirección del bienestar y las condiciones de desarrollo de nuestra región, reconociendo la centralidad de las variables de sostenibilidad e igualdad como fundamento de reflexión y acción. Esto requerirá que cada país construya su propio equilibrio entre Estado, mercado y sociedad que sirva de fundamento para un pacto político y fiscal. No hay modelos ni recetas únicas pero contar con una estructura y una carga tributaria más progresiva y distributiva permitirá, sin duda, fortalecer el rol del Estado y la política pública con miras a garantizar umbrales de bienestar.

En el horizonte estratégico de largo plazo, igualdad, crecimiento económico y sostenibilidad ambiental deben ir de la mano, apoyarse mutuamente y reforzarse en una dialéctica virtuosa.

Por eso proponemos valorar y aprovechar mejor el acervo de recursos naturales con el fin de orientar sus ganancias hacia un crecimiento con menos heterogeneidad estructural, más desarrollo productivo y mayor industrialización, que cierre brechas y tenga la igualdad en el centro.

Alicia Bárcena
Secretaria Ejecutiva
Comisión Económica para
América Latina y el Caribe (CEPAL)

PALABRAS INTRODUCTORIAS

En el marco de una colaboración creciente entre la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), la Secretaría General de la Unión solicitó la elaboración del presente informe titulado “Recursos Naturales en UNASUR: Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional”.

Agradecemos el esfuerzo de CEPAL por el excelente trabajo realizado en la organización y producción de información de gran relevancia sobre la dimensión e importancia de los recursos naturales en América del Sur, particularmente en relación a los hidrocarburos, minerales metálicos y recursos hídricos. Este documento será de gran utilidad para la elaboración de políticas orientadas al mejor aprovechamiento de este enorme potencial para el desarrollo integral de la región.

Ciertamente, este informe abre toda una agenda de estudio e investigación que debe profundizarse y ampliarse en la búsqueda de una política común que permita no solo enfrentar los desafíos, sino aprovechar esta gigantesca riqueza que aloja nuestra región. El éxito de un proyecto de las dimensiones de UNASUR depende de la capacidad para unir las fortalezas de sus integrantes, y no hay duda alguna de que la mayor de todas ellas está en la referida magnitud de recursos naturales y potencial humano que detenta esta gran nación. Además de ello, es necesario resaltar que somos una región donde históricamente ha predominado la paz y cada vez más se desarrolla la conciencia de los pueblos por la unidad.

No debe extrañar que en un proceso como este surjan diversas visiones y enfoques, pero la tarea consiste precisamente en encontrar los aspectos de mayor coincidencia que permitan avanzar en la construcción de una estrategia común.

Evidentemente, las opiniones y propuestas de políticas vertidas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan la posición de UNASUR. Será necesario iniciar un amplio proceso de discusión y debate en todas las instancias de la Unión para avanzar en la construcción de consensos y en la formulación de políticas comunes para el mejor aprovechamiento y gestión de los recursos naturales alojados en este subcontinente.

Alí Rodríguez Araque
Secretario General de UNASUR

INTRODUCCIÓN

A. GOBERNANZA DE LOS SECTORES DE RECURSOS NATURALES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE¹

A partir del año 2003, el valor de las exportaciones de los sectores primarios en América Latina y el Caribe ha experimentado un auge inédito debido al alza de los precios internacionales de los metales, el crudo y otros productos básicos, que alcanzaron máximos históricos en 2007. El período de auge de la demanda internacional de los 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.

Durante la coyuntura de 2009-2010 provocada por la crisis financiera mundial, América Latina y el Caribe demostró los beneficios de contar con la capacidad de aplicar políticas anticíclicas que evitaron el impacto de la crisis internacional, sobre la base de la gestión de los ahorros fiscales obtenidos durante el auge de precios previo a 2008. Existe una amplia literatura relacionada con el manejo macroeconómico de los flujos de rentas extraordinarias por explotación de recursos naturales para evitar sus efectos negativos en el tipo de cambio y el resto del aparato productivo, la llamada enfermedad holandesa. En ella se enfatiza la importancia de institucionalizar el empleo de fondos de estabilización, fondos de inversión, reglas macrofiscales y acumulación de reservas, entre otros mecanismos de ahorro, para atenuar los efectos nocivos de la apreciación cambiaria sobre el resto de la economía en los períodos de auge como el actual, y acumular la holgura fiscal necesaria para mitigar el impacto en los períodos de precios bajos.

En lo que se refiere a la explotación de recursos no renovables, la literatura económica enfatiza el imperativo de largo plazo que enfrentan los países de convertir este capital natural no renovable en otras formas de capital perdurable (por ejemplo, capital humano, infraestructura productiva y otras) que puedan sostener el ingreso nacional y el proceso de desarrollo más allá del ciclo de vida de los recursos. Históricamente, los países de América Latina y el Caribe han tenido dificultades para traducir los períodos de bonanza exportadora de sus recursos naturales (en minería, hidrocarburos y agroindustria) en procesos de desarrollo económico de largo plazo, con niveles de crecimiento estables que permitieran reducir drásticamente la pobreza y elevar el ingreso per cápita.

A corto y mediano plazo, los países de la región enfrentan nuevamente el reto de captar e invertir eficientemente las rentas extraordinarias del actual ciclo de precios para lograr sus metas de desarrollo sostenible e inclusivo. Dicho desafío exige construir los consensos políticos para que los Estados puedan canalizar la inversión de estas rentas efectivamente hacia inversiones en capital humano, innovación, desarrollo tecnológico e infraestructura productiva, y otras inversiones de largo plazo, resistiendo las presiones políticas de consumir los recursos extraordinarios en el presente.

La gobernanza de los recursos naturales comprende el conjunto de políticas soberanas de los países sobre la propiedad, apropiación y distribución de los recursos naturales, para maximizar su contribución al desarrollo con criterios de sustentabilidad. Indudablemente, esto comprende un conjunto amplio de desafíos de política y capacidad de gestión pública. Un tema pendiente en la región es revisar y

¹ Los recursos naturales a los que se refiere el presente documento son: minerales, hidrocarburos y recursos hídricos. No se cubren otros recursos naturales como dotación de suelos o tierra, recursos forestales, recursos pesqueros, biodiversidad y patrimonio genético, entre otros.

fortalecer la institucionalidad, los marcos regulatorios y los instrumentos que permitan maximizar la contribución de los sectores de recursos naturales al desarrollo regional. Esto incluye el manejo de las rentas públicas derivadas de la explotación de estos recursos, que recibe el Estado a través del régimen tributario, y su distribución entre distintos actores y niveles de gobierno; es preciso crear mecanismos que permitan asegurar la inversión eficiente de estas rentas para sentar las bases de un proceso de desarrollo sostenible.

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

- i) legislación y regulación específica;
- ii) planificación y formulación de políticas sectoriales, regímenes tributarios específicos, regímenes de concesiones y de participación público-privada en la inversión y el desarrollo de los recursos naturales;
- iii) creación de institucionalidad específica para los objetivos regulatorios, de fiscalización y distribución de los ingresos públicos derivados de la explotación de recursos naturales entre los distintos niveles de gobierno;
- iv) participación directa del Estado en el desarrollo de los recursos por medio de empresas públicas, asociaciones y contratos;
- v) gestión pública y mecanismos de resolución de conflictos socioambientales en sectores extractivos;
- vi) creación de fondos públicos de ahorro e inversión de destino específico (por ejemplo, dirigidos a educación, innovación y desarrollo) y fondos de estabilización macrofiscal para apoyar el manejo macroeconómico anticíclico frente a las variaciones del precio de internacional de los recursos naturales exportados, y
- vii) políticas dirigidas a promover la industrialización y transformación productiva de los sectores de recursos naturales a partir de encadenamientos con el resto de la economía e incorporación de tecnología.

Atender los desafíos que plantea la gobernanza de los sectores de recursos naturales involucra aspectos regulatorios, fiscales y de manejo macroeconómico, planificación estratégica, formulación e implementación de políticas públicas y gestión de conflictos socioambientales, entre otras funciones de gobierno, que demandan innovación institucional y fortalecimiento de la capacidad de gestión pública para aprovechar al máximo el beneficio social de la explotación de estos recursos.

Si bien se han logrado avances en términos de asegurar una mayor participación de los Estados y los gobiernos subnacionales en las rentas derivadas de la explotación de recursos naturales durante las últimas décadas, persisten numerosos desafíos, como lograr una organización eficiente y contar con la institucionalidad necesaria para maximizar la contribución de estos sectores al desarrollo². En cuanto a este último punto, las tareas pendientes son, entre otras:

- i) institucionalizar mecanismos para el manejo macroeconómico anticíclico frente a la inherente volatilidad de los precios internacionales de los productos básicos que exporta la región;

² Por ejemplo, con la creación del Fondo de estabilización patrimonial (*Heritage and Stabilization Fund*), Trinidad y Tabago se convirtió en el único país que ha institucionalizado un fondo de ahorro de largo plazo, que se alimenta directamente de los ahorros fiscales del sector de hidrocarburos.

- ii) desarrollar mecanismos que aseguren una inversión pública eficiente de las rentas derivadas de la explotación de recursos naturales en educación, salud, infraestructura, innovación y desarrollo tecnológico, y su distribución equitativa entre grupos sociales y niveles de gobierno;
- iii) lograr una gestión pública efectiva de los conflictos socioambientales que inevitablemente surgen durante el desarrollo de los sectores de recursos naturales;
- iv) lograr mayor progresividad en la participación del Estado en las rentas por explotación de recursos naturales, particularmente en los ciclos de auge de precios que muestran mayor persistencia, como el actual, y
- v) preservar el dinamismo de la inversión y mejorar la progresividad en la participación del Estado, lo que puede implicar ajustes en la política tributaria aplicada a estos sectores en períodos de ganancias extraordinarias, así como una mayor coordinación y armonización del tratamiento fiscal entre países receptores de inversión, para evitar la competencia fiscal que impide el logro de estos objetivos.

B. EL AUGE DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DE LOS METALES, EL CRUDO Y OTRAS MATERIAS PRIMAS EN EL PERÍODO 2003-2011

El actual auge de los precios internacionales de los metales, el crudo y otros bienes primarios está determinado, entre otros factores, por el sostenido incremento de la demanda mundial de estos bienes a raíz del acelerado crecimiento económico registrado en los países asiáticos en la última década. En particular, la demanda mundial se ha incrementado debido a la extraordinaria expansión económica de China desde la década de 1990 y se vio reforzada a partir de 2000 por los procesos de crecimiento de la India y otras economías emergentes.

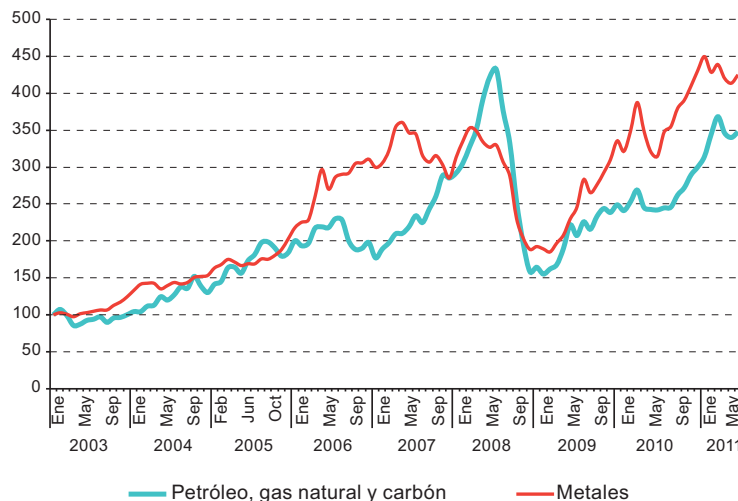
La demanda de hierro, cobre y aluminio, entre otros minerales de exportación, está asociada al crecimiento de los sectores de la construcción, la infraestructura y la manufactura (que requieren acero, conductores eléctricos y metales industriales, entre otros); estos sectores presentaron una rápida expansión en el marco del proceso de aceleración del desarrollo económico que han experimentando las grandes economías asiáticas. La rapidez del crecimiento económico de estas economías también ha contribuido a impulsar la demanda mundial de petróleo crudo y otros bienes primarios.

La prospectiva económica de diversos organismos internacionales apunta a que las grandes economías emergentes de Asia continuarán con este proceso a mediano plazo. China tendrá tasas de crecimiento más moderadas y otros países, como la India e Indonesia, mantendrán o aumentarán su actual ritmo de expansión³. Dada la inercia de los procesos de desarrollo económico en curso en Asia y otras regiones emergentes, cabe esperar que continúe el impulso de la demanda mundial de bienes primarios y, por tanto, se prolongue el actual ciclo favorable de los precios internacionales de los metales, el petróleo y otras exportaciones primarias de la región a mediano plazo.

El hecho de que el precio de los metales y del crudo se haya mantenido en niveles históricamente altos o haya mostrado una rápida recuperación tras su corrección a la baja durante la crisis de las hipotecas de alto riesgo de 2008 y 2009 y la crisis de la deuda europea de 2011 demuestra la persistencia del actual auge de precios. En términos reales, el nivel de precio de los metales y el crudo en el período 2009-2011 continúa siendo altamente favorable en comparación con el precio medio de los últimos 25 años (véase el gráfico 1).

³ Véanse las proyecciones económicas del Banco Mundial y del Fondo Monetario Internacional.

Gráfico 1
ÍNDICE DE PRECIOS INTERNACIONALES DE LAS MATERIAS PRIMAS,
ENERO DE 2003 A MAYO DE 2011
(Índice enero de 2003=100)



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

Desde el punto de vista del Estado, resulta clave asegurar la participación pública en el significativo aumento que han registrado las rentas económicas de los sectores extractivos durante el presente ciclo de precios⁴, y lograrlo además sin perjudicar el dinamismo de la inversión que se observa en estos sectores. Este dilema de política cobra especial importancia frente a la prospectiva de que el auge de los precios internacionales de los minerales se prolongue en la presente década.

C. PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA DE LOS SECTORES EXTRACTIVOS

Los ingresos fiscales provenientes de la explotación de productos primarios (minería, hidrocarburos y exportaciones agrícolas) se han incrementado en términos del PIB en todos los países especializados en estos bienes respecto del trienio 1990-1992 y, en especial, respecto de los primeros años de la década de 2000 (1999-2001), cuando todos los países analizados registraron valores mínimos en estos ingresos (véase el gráfico 2). El comportamiento de los ingresos fiscales tiene su correlato en la evolución que han tenido los índices de precios de estos productos durante el mismo período (CEPAL, 2012d).

El acelerado crecimiento internacional de los precios de los productos básicos en la última década también motivó a los gobiernos a fortalecer la tributación con el objetivo de captar mayores recursos. Por ejemplo, Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile y Venezuela (República Bolivariana de) crearon nuevos impuestos sobre la comercialización de estos productos. La Argentina, aprovechando la mayor rentabilidad relativa que obtuvieron los sectores exportadores de productos naturales a partir de la devaluación posterior al régimen de convertibilidad, decidió generar ingresos fiscales por concepto de derechos de exportación de productos primarios.

⁴ En la mayoría de los países, la ley establece que el Estado es el propietario del recurso mineral extraído.

Gráfico 2
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): INGRESOS FISCALES
 PROVENIENTES DE LOS PRODUCTOS BÁSICOS, 1990-1992, 1999-2001 Y 2007-2011^a**
 (En porcentajes del PIB)



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

^a Las cifras de 2011 son estimaciones. En los datos de Chile no se incluye la tributación de la minería privada.

En los países que poseen importantes dotaciones de recursos no renovables (gas, petróleo y minerales) la forma más directa de apropiación, por parte de los gobiernos, de los ingresos derivados de la exportación de productos básicos y su transformación en recursos fiscales ha sido mediante su participación en la explotación, ya sea por medio de empresas públicas o mediante la participación accionaria. Por otra parte, los gobiernos cuentan con diversos mecanismos de apropiación, como el uso de regalías, habitualmente basadas en la producción, que permiten asegurar un pago mínimo. En muchos casos se aplica el tradicional impuesto a la renta con alícuotas diferenciales para las empresas dedicadas a la explotación de estos recursos (CEPAL, 2012d) (véase el cuadro 1).

La magnitud y persistencia del último ciclo de precios 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. Se entiende aquí 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 precios⁵.

Dentro de esta amplia agenda de gobernanza de los recursos naturales, el presente documento se enfoca exclusivamente a examinar las tendencias recientes en la evolución de los sectores minero, de hidrocarburos y de recursos hídricos.

⁵ Reconociendo la dificultad de operacionalizar el concepto de rentas extraordinarias, se entiende aquí como aquellas ganancias cumulativas 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.

Cuadro 1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (10 PAÍSES): CARACTERÍSTICAS DE LOS REGÍMENES FISCALES APLICADOS A LOS PRODUCTOS 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)	12% a 15%; o 5% para yacimientos marginales (petróleo) 0% a 3% (minería)	Impuesto a las ganancias: 35%		Derechos de exportación (25%-45%-100% para hidrocarburos y 5% a 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% ^a	Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH): 32% Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD)	YPFB (hidrocarburos)
Brasil (hidrocarburos)	10% del valor de 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: 10% a 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)
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 a 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)	8% a 25% (petróleo) 1% a 12% (minería)	Impuesto a las sociedades: 25% Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE): 9% para 2013-2015 y luego 8%		Impuesto de transporte sobre oleoductos Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM Derechos económicos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)	Ecopetrol (hidrocarburos)
Ecuador (petróleo)	12,5% a 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 ^b	Participación laboral: el Estado recibe el 12% de las utilidades (destinado a los gobiernos autónomos descentralizados)	Petroecuador (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
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 hidrocarburos Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS a la gasolina) Impuesto a la Importación de Mercancías	Pemex (hidrocarburos)
Perú (minería)	1% a 12% sobre utilidad operativa	Impuesto sobre la renta: 30%	Dividendos y distribución de utilidades: 4,1%	Impuesto Especial a la Minería (IEM): 2% a 8,4% y Gravamen Especial a la Minería (GEM): 4% a 13,12% (sobre la utilidad operativa)	
Trinidad y Tabago (petróleo)	10% sobre ventas en tierra firme y 12,5% sobre ventas extraterritoriales	Impuesto sobre las utilidades: 50% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo	Impuesto adicional sobre ventas de petróleo crudo (la tasa varía con el precio del petróleo) Impuesto para el “fondo verde”: 0,1% de los ingresos brutos	Impuesto adicional sobre la producción de petróleo Impuesto de desempleo: 5% de las utilidades provenientes de la producción de petróleo	Petrotrin (hidrocarburos)
Venezuela (República Bolivariana de) (petróleo)	30% del valor extraído	Impuesto sobre la renta petrolera: 50%		Impuesto 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 El Impuesto adicional del 25% sobre las utilidades extraordinarias (*surtax*) fue derogado con la Ley de Hidrocarburos 3058 y sustituido por la participación de YPFB en los nuevos contratos de operación.

^b A partir de la modificación de la Ley de Hidrocarburos se renegocian los contratos petroleros y se establece una cláusula que estipula que el Estado captura el 100% del eventual incremento del precio del petróleo, por lo que ya no rige el impuesto sobre el ingreso extraordinario.

En los capítulos I y II se examinan las tendencias observadas en el sector minero y el sector de hidrocarburos, respectivamente. Para ambos sectores se destacan los principales hechos estilizados en materia de reservas, producción, consumo e indicadores de tendencias. Para un conjunto de países mineros de la UNASUR (Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile, Colombia y Perú) se analiza el grado de participación estatal logrado en la renta económica de estos sectores durante el último auge de precios (2004-2010), en contraste con el período previo (1990-2003). A efectos comparativos, se presentan también en los cuadros de datos del capítulo I los resultados de otros países mineros de la región que no son miembros de la UNASUR, como México y otros países exportadores de minerales de Centroamérica y el Caribe. En el capítulo III se analiza la evolución del sector de recursos hídricos, en particular, las tendencias observadas en materia de desarrollo hidroeléctrico en la región. A manera de cierre, el capítulo IV incluye un contraste entre los comportamientos observados del sector minero y del sector de hidrocarburos, frente al auge de precios de 2004-2010, y presenta algunas implicaciones normativas con miras al futuro. Asimismo, se resaltan las repercusiones de política que surgen a partir del análisis del sector de recursos hídricos presentado en el capítulo III.

Capítulo I

**EL SECTOR MINERO EN LOS PAÍSES DE LA UNASUR:
TENDENCIAS Y EVOLUCIÓN RECIENTE****A. EL IMPORTANTE PAPEL DE LOS PAÍSES DE LA UNASUR
EN LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE MINERALES**

Trece países de América Latina ocupan una posición dentro de los 15 mayores productores del mundo. Con respecto a los países de la UNASUR, Chile se convirtió a partir de 1982 en el mayor productor mundial de cobre, dejando en segundo lugar a los Estados Unidos, que por décadas había sido el primer productor. Hasta 2006 el Brasil fue el mayor productor de hierro y continúa estando entre los tres productores principales, después de China y Australia. El Perú se ubica entre los primeros productores mundiales de plata, cobre, oro y plomo. El Estado Plurinacional de Bolivia es el cuarto productor de estaño de mina y el sexto productor de plata, y ocupa posiciones importantes en la producción de otros minerales. Por su parte, Colombia es el séptimo productor de níquel refinado. Más allá del grupo de países que conforman la UNASUR, Cuba es el octavo productor mundial de níquel de mina; Jamaica es el séptimo productor de bauxita, y México es el primer productor de plata y el quinto de molibdeno y de plomo de mina.

Entre 1990 y 2010, América Latina y el Caribe en conjunto (la UNASUR más México, Centroamérica y el Caribe) casi duplicó su participación en la producción mundial de oro (del 10,3% al 19,2%), molibdeno de mina (del 15,8% al 31,8%) y cobre de mina (del 24,9% al 45,4%), y elevó, en menor proporción, la de cobre refinado (del 15,7% al 21,9%). La producción de la región es tan importante a escala mundial que, cuando hay expectativas de suspensiones temporales de operaciones o cuando realmente sucede algún problema interno en alguna gran empresa minera latinoamericana (huelgas o accidentes, por ejemplo), la cotización de los minerales se ve afectada en las principales bolsas de los mercados internacionales.

**B. EVOLUCIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL DE LOS METALES Y DE LAS
EXPORTACIONES DE MINERALES A NIVEL REGIONAL¹**

A partir de 2002, las exportaciones del sector minero en América Latina y el Caribe experimentaron un auge inédito debido al creciente precio internacional de los metales, que en términos reales alcanzaron máximos históricos alrededor del año 2007 (véase el gráfico I.1). Aun cuando la crisis financiera internacional del período 2008-2009 resultó en algunas correcciones a la baja, en términos reales el precio de los metales durante 2009-2011 continuó siendo altamente favorable en comparación con los niveles medios de los últimos 30 años. Cabe señalar que los precios reales de estos productos habían disminuido durante las dos décadas precedentes (de 1980 a 2001).

¹ En los gráficos de las secciones siguientes se muestra el posicionamiento internacional del sector minero de América Latina y el Caribe en su conjunto frente a otras regiones productoras del mundo. Sin embargo, en el texto se hace referencia específica a los resultados de los países mineros de la UNASUR analizados en este estudio (Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile, Colombia y Perú).

Cuadro I.1
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MINERA
 EN EL TOTAL MUNDIAL, 1990-2012**

Mineral o metal	En porcentajes del total mundial						Producción de 2011 (en miles de toneladas, excepto oro y plata, que se expresan en toneladas)	Principales tres productores de la región en 2012 ^b
	1990	1995	2000	2005	2010	2012 ^a		
Bauxita	22,9	26,7	26,0	27,5	21,5	20,1	51 392,9	Brasil, Jamaica y Suriname
Aluminio primario	9,2	10,4	8,9	7,5	5,5	6,1	2 186,9	Brasil, Argentina y Venezuela (República Bolivariana de)
Cobre de mina	24,9	32,2	43,0	46,5	45,2	44,4	7 293,5	Chile, Perú y México
Cobre refinado	15,7	23,2	25,1	23,7	21,5	19,6	4 134,5	Chile, México y Perú
Oro	10,3	12,5	14,4	18,1	19,2	21,4	541,1	Perú, México y Colombia
Plata	34,2	38,3	38,5	41,8	48,7	49,3	10 512,0	Perú, México y Bolivia (Estado Plurinacional de)
Estaño de mina	28,3	27,8	26,0	21,2	19,5	20,4	57,6	Perú, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Brasil
Estaño refinado	23,1	15,8	14,9	18,0	16,6	13,9	52,1	Perú, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Brasil
Hierro	22,6	24,9	26,1	26,0	23,1	n.d.	341,2	Brasil, Venezuela (República Bolivariana de) y México
Molibdeno de mina	15,8	18,2	35,2	37,3	31,8	23,5	70,9	Chile, Perú y México
Níquel de mina	11,5	11,7	14,1	15,1	12,9	13,4	196,5	Brasil, Cuba y Colombia
Níquel refinado	9,7	10,1	10,7	13,4	11,6	9,9	139,3	Brasil, Colombia y Cuba
Plomo de mina	13,3	15,5	14,7	14,6	14,5	11,0	595,1	México, Perú y Bolivia (Estado Plurinacional de)
Plomo refinado	7,8	7,6	8,4	7,2	7,4	4,1	484,3	México, Brasil y Venezuela (República Bolivariana de)
Zinc de mina	16,8	20,6	19,0	21,0	21,7	19,8	2 607,0	Perú, México y Bolivia (Estado Plurinacional de)
Zinc refinado	7,5	8,5	7,3	7,9	7,0	7,7	969,4	México, Perú y Brasil

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

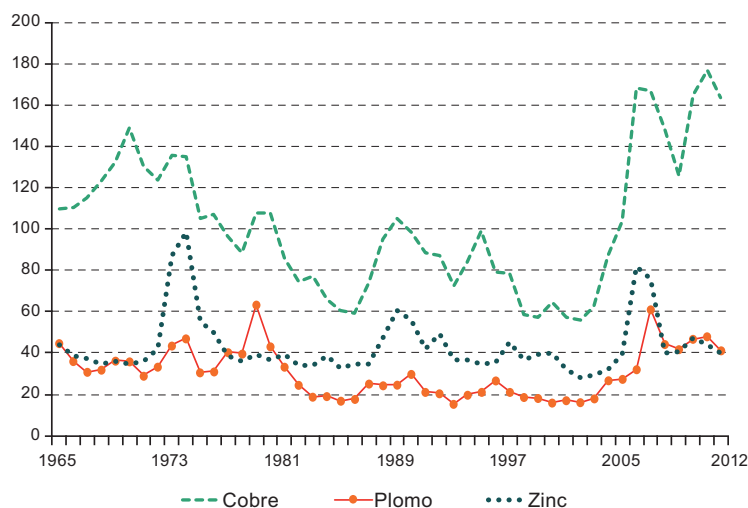
^a Los datos de 2012 abarcan hasta junio o julio, según el metal a que se refieran.

^b Los datos sobre el hierro corresponden a 2009.

El actual auge del precio internacional de los metales está determinado fundamentalmente por el sostenido incremento de la demanda mundial de bienes primarios, que se ha visto incrementada por el crecimiento económico de China y otros países asiáticos desde la década de 1990, y especialmente en la última década, cuando se observaron aumentos anuales de más del 30% en el consumo de diversos minerales, como aluminio, cobre, níquel, plomo y zinc. Cabe señalar que la demanda de metales como hierro, cobre y aluminio, entre otros, 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 muestran una rápida expansión en el marco del proceso de aceleración del desarrollo económico que vienen experimentando las economías emergentes.

Gráfico I.1
**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL COBRE,
 EL PLOMO Y EL ZINC, 1965-2012^a**

(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 Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO) y FRED Economic Data.

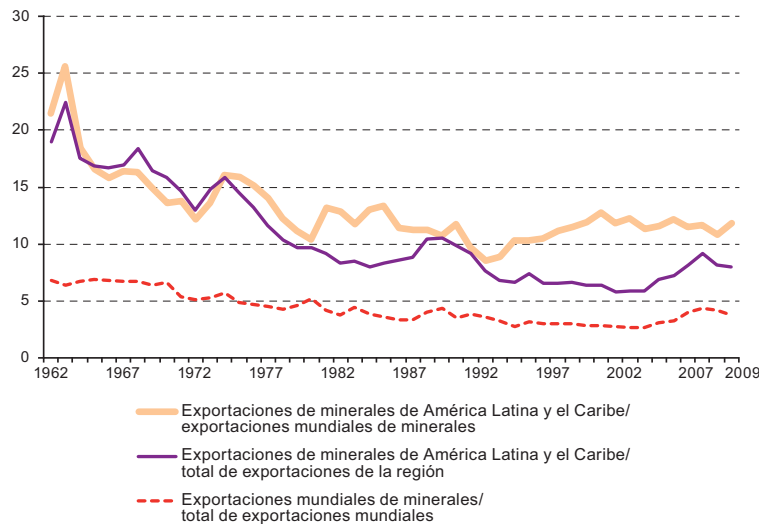
^a El año 2012 incluye solamente el período de enero a septiembre.

La participación de las exportaciones de minerales en el total de exportaciones de la región viene creciendo desde 2002 (véase el gráfico I.2). Este fenómeno no es exclusivo de América Latina y el Caribe: otros países del mundo han reaccionado de manera similar ante los altos precios de los minerales y las enormes ganancias derivadas de su explotación.

Este modelo de expansión de las exportaciones de minerales y otros bienes primarios ha sido calificado como “reprimarizador”, ya que ha reducido la participación de otros bienes como las manufacturas con mayor contenido tecnológico en el total de las exportaciones. No obstante, al comparar la participación de las exportaciones de minerales de América Latina y el Caribe con la tendencia mundial, se observa una trayectoria muy similar, aunque con ciclos más pronunciados en esta región. Sin embargo, cabe señalar que la ponderación de los minerales en la canasta exportadora sigue siendo más importante en América Latina y el Caribe (7,1%) respecto del promedio mundial (3,3%) (véase la línea negra continua en comparación con la línea negra discontinua en el gráfico I.2).

Como se observa en el gráfico I.2, desde 1964 hasta 1992 la participación de América Latina y el Caribe en las exportaciones mundiales de minerales mostró una trayectoria decreciente. Dicha tendencia se revirtió en los inicios de la década de 1990, y alcanzó un 12,8% del total mundial en el año 2000. Después de ese año, la participación regional en las exportaciones mundiales de minerales ha tenido alzas y bajas; sin embargo, en 2010 y 2011 superó los niveles alcanzados previamente. La participación media en el período 2000-2009 fue del 11,8% del total mundial.

Gráfico I.2
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y MUNDO: PARTICIPACIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE MINERALES^a EN LAS EXPORTACIONES TOTALES, 1962-2009
(En porcentajes)



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

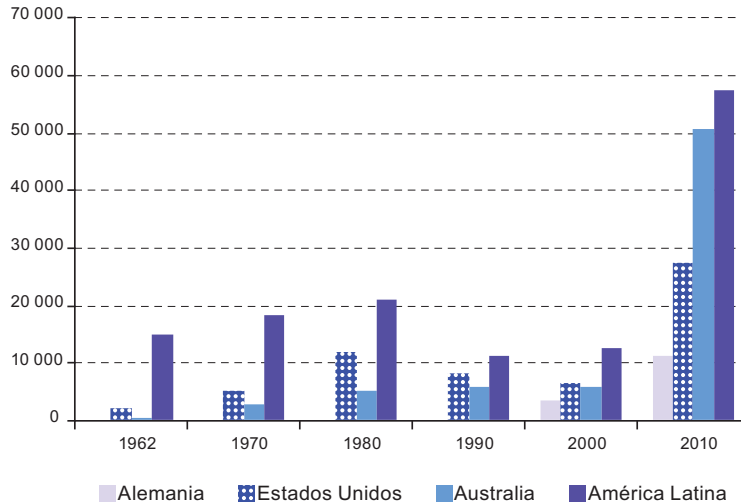
^a Incluye productos correspondientes a las secciones 27 (abonos y minerales en bruto), 28 (menas y desechos de metales) y 68 (metales no ferrosos) de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3.

Durante la década de 2000, el valor de las exportaciones mundiales de minerales creció significativamente, tanto en los países de América Latina y el Caribe como en países desarrollados ricos en recursos minerales como Australia, el Canadá y los Estados Unidos, entre otros. Esta tendencia se observa tanto en las exportaciones de minerales en etapa primaria como en las exportaciones de minerales con mayor valor agregado en etapa de manufactura² (véanse los gráficos I.3 y I.4).

Aunque la producción de minerales manufacturados ha crecido a partir de 2003, los mayores crecimientos se observan en la exportación de minerales en etapas primarias de elaboración, primero en Australia y luego en América Latina. En esta última, los mayores montos exportados provienen de menas y desechos de metales (sección 28 de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3) y de manufacturas basadas en metales no ferrosos (sección 68) y en hierro y acero (sección 67). Los rubros que han mostrado un crecimiento más dinámico desde el año 2000 han sido los minerales y desechos de metales (sección 28) con un crecimiento medio anual del 64%, los metales no ferrosos (sección 68) con un 27% y los minerales y abonos en bruto (sección 27) con un aumento anual del 15% (véase el gráfico I.5).

² Cabe resaltar la trayectoria y la magnitud de las exportaciones de minerales de Alemania, país que sin ser rico en recursos minerales es el segundo mayor exportador de esos productos. 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”.

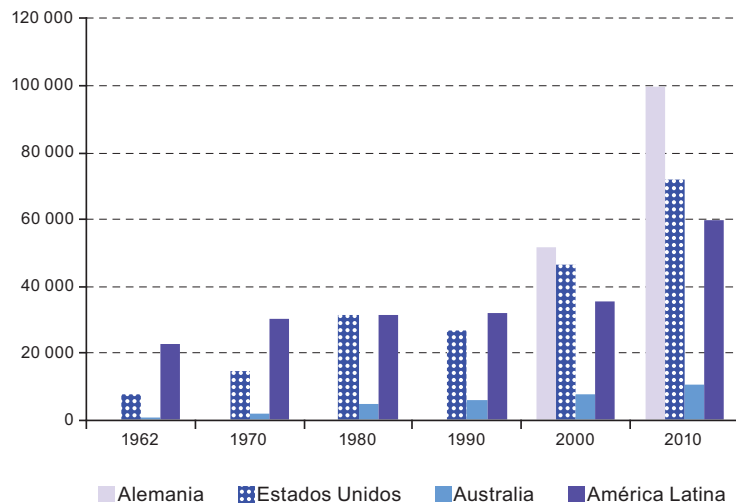
Gráfico I.3
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y GRANDES PAÍSES EXPORTADORES DE MINERALES:
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE MINERALES EN ETAPA PRIMARIA, 1962-2010^a
(En millones de dólares de 2005)



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

^a Incluye productos correspondientes a las secciones 27 (abonos y minerales en bruto) y 28 (menas y desechos de metales) de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3.

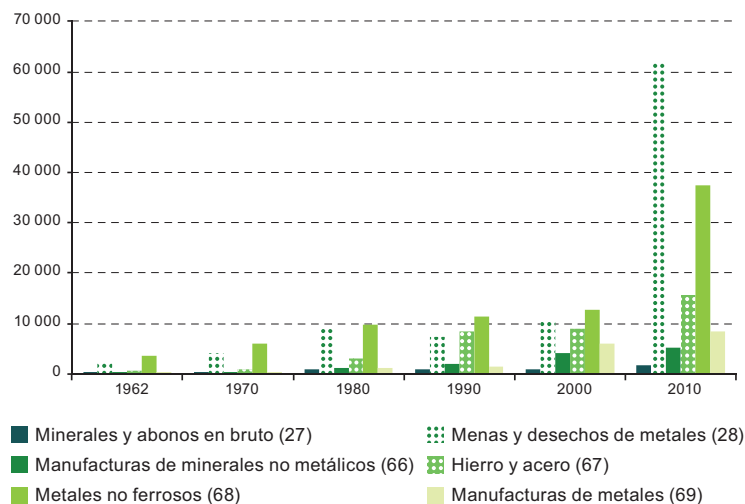
Gráfico I.4
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y GRANDES PAÍSES EXPORTADORES DE MINERALES:
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE MINERALES EN ETAPA DE MANUFACTURA, 1962-2010^a
(En millones de dólares de 2005)



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

^a Incluye minerales en etapa de manufactura correspondientes a las secciones 66 (manufacturas de minerales no metálicos), 67 (hierro y acero), 68 (metales no ferrosos) y 69 (manufacturas de metales) de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3.

Gráfico I.5
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE MINERALES PRIMARIOS Y MANUFACTURAS DE MINERALES^a, 1962-2010
(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 Los números entre paréntesis indican las secciones correspondientes de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional (CUCI), Revisión 3.

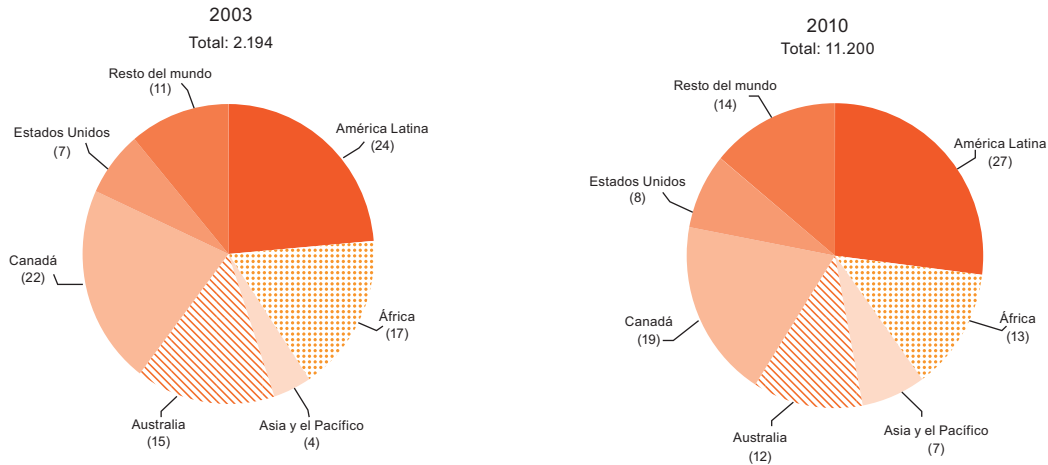
América Latina, como los países desarrollados de la muestra (Alemania, Australia y Estados Unidos), muestra un crecimiento exportador de minerales tanto en la producción de metales y minerales primarios como en la producción de algunos minerales con un mayor valor agregado en la etapa de manufactura.

C. TENDENCIAS DE LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN MINERA

El alza de las inversiones en exploración minera se constituye como tendencia mundial a partir de 2003. El presupuesto global para exploraciones por metales no ferrosos ha crecido de 2.194 millones de dólares en 2003 a 11.200 millones de dólares en 2010 (véase el gráfico I.6); este crecimiento se vio interrumpido en 2009 debido a los efectos recesivos de la crisis de las hipotecas de alto riesgo ocurrida en el último trimestre de 2007 en los Estados Unidos, pero luego retomó la tendencia anterior.

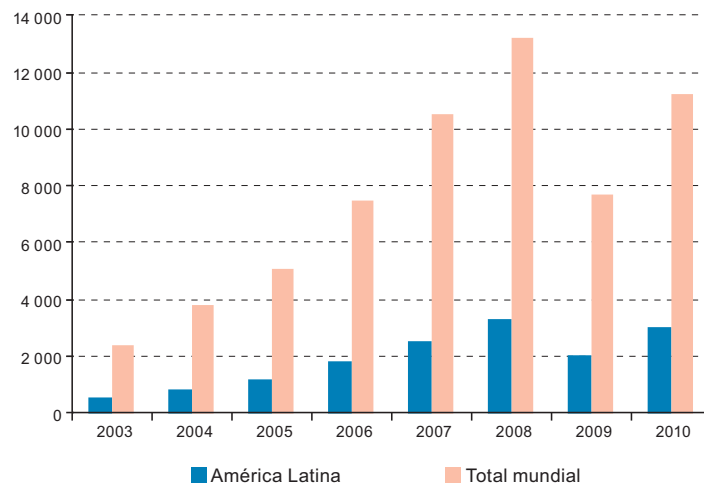
América Latina y el Caribe como región ha sido el principal destino de la inversión en exploración minera mundial desde 1994. Entre 2003 y 2010, los presupuestos de exploración en la región se han multiplicado más de cinco veces, pasando de 566 millones de dólares a 3.024 millones de dólares anuales. El oro es el metal que recibe más de la mitad del presupuesto exploratorio mundial, siendo el cobre el segundo destino (véase el gráfico I.7).

Gráfico I.6
DISTRIBUCIÓN DE LOS PRESUPUESTOS MUNDIALES DE EXPLORACIÓN MINERA, 2003 Y 2010
(En porcentajes del total y millones de dólares)



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

Gráfico I.7
AMÉRICA LATINA: PRESUPUESTOS MUNDIALES DE EXPLORACIÓN MINERA DESTINADOS A LA REGIÓN Y TOTAL MUNDIAL, 2003-2010
(En millones de dólares)

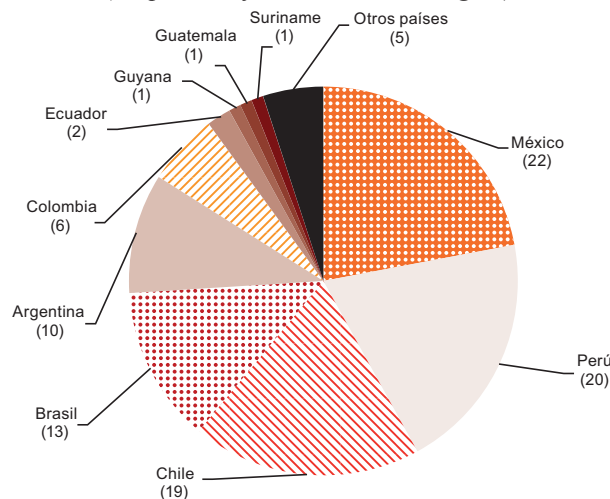


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información del Centro de Estudios del Cobre y la Minería (CESCO) y J. Acquatella y J. Lardé, “Panorama regional del sector minero en América Latina y el Caribe”, Santiago de Chile, CEPAL, 2012, inédito.

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 observaron en estas economías por diversos factores, entre ellos, el agotamiento de las reservas de algunas zonas mineras, la cancelación de incentivos fiscales y el aumento de las exigencias ambientales. Estos factores, sumados a los procesos de liberalización, desencadenaron un vertiginoso

crecimiento de los presupuestos de exploración en América Latina, que se convirtió en el principal destino de la exploración minera mundial durante dos décadas. Específicamente, estas actividades se han dirigido al Perú, México, el Brasil, Chile y, en menor medida, la Argentina. Los primeros cuatro países se encuentran dentro de los diez destinos principales de exploración minera mundial (véase el gráfico I.8).

Gráfico I.8
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PRINCIPALES DESTINOS DE EXPLORACIÓN MINERA, 2010
(En porcentajes del total de la región)



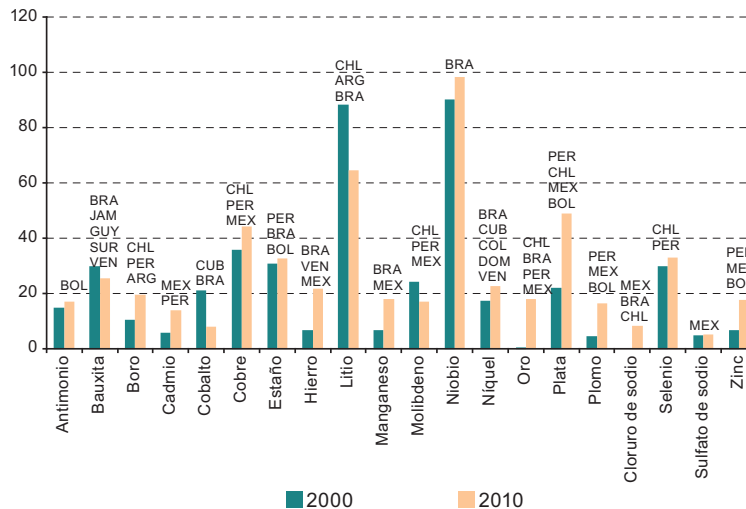
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Centro de Estudios del Cobre y la Minería (CESCO), base de datos; y Metals Economics Group.

D. LA CRECIENTE CONTRIBUCIÓN DE LOS PAÍSES DE LA UNASUR A LAS RESERVAS MINERAS MUNDIALES

La intensificación de las actividades de exploración en América Latina y el Caribe permitió que aumentaran las reservas de una gran parte de los minerales. Por ejemplo, las reservas de oro de la región, que ascendían en el año 2000 a 200 toneladas, localizadas principalmente en el Perú, han aumentando en 2010 a más de 9.200 toneladas, distribuidas entre Chile, el Brasil, el Perú y México. Varios países de la UNASUR controlan una parte importante de las mayores reservas minerales del planeta, y cuentan con al menos el 65% de las reservas mundiales de litio (Chile, la Argentina y el Brasil), el 49% de las reservas de plata (el Perú, Chile, Bolivia (Estado Plurinacional de), junto con México fuera de la UNASUR), el 44% de las de cobre (Chile y el Perú, y en menor grado, México), el 33% en el caso del estaño (el Perú, el Brasil, Bolivia (Estado Plurinacional de)), el 26% de las reservas de bauxita (el Brasil, Guyana, Suriname y Venezuela (República Bolivariana de), junto con Jamaica fuera de la UNASUR), el 23% de las de níquel (el Brasil, Colombia y Venezuela (República Bolivariana de), junto con Cuba y la República Dominicana fuera de la UNASUR) y el 22% en el caso del hierro (el Brasil y Venezuela (República Bolivariana de), junto con México), entre otros minerales. Se estima que el potencial minero sería mayor considerando que la información geológica disponible es aún insuficiente³ (véase el gráfico I.9).

³ Las reservas se refieren a aquella proporción de los recursos identificados o del patrimonio minero, cuya explotación puede ser económicamente viable dependiendo de factores como los niveles relativos de los costos y los precios, la tecnología disponible y las características físicas de la mina (ley, calidad, tonelaje, grosor, profundidad y ubicación).

Gráfico I.9
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PRINCIPALES RESERVAS MINERALES, 2000 Y 2010
 (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.

Nota: En las columnas correspondientes a 2010, se listan los países que en ese año disponían de reservas, ordenados de mayor a menor cantidad de reservas.

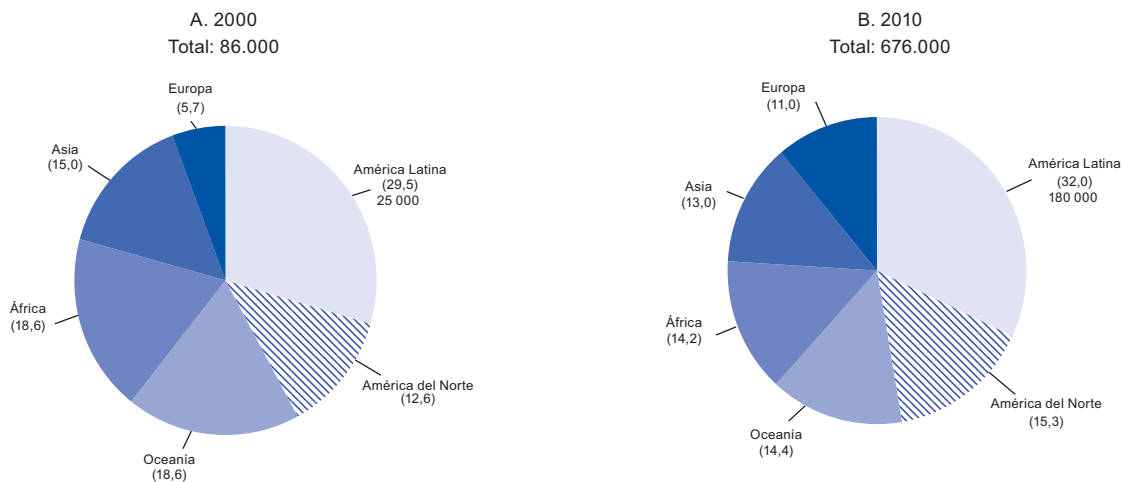
E. LA PROSPECTIVA PARA LA INVERSIÓN MINERA APUNTA A UN GRAN DINAMISMO

En América Latina y el Caribe la década de 1990 se distinguió 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 concretó en unas reglas de juego para la inversión minera altamente competitivas y que propiciaban condiciones más favorables que las que existen en otras regiones mineras del mundo⁴.

Actualmente, América Latina es el principal destino de la cartera de inversiones mineras mundiales. Según la encuesta anual del *Engineering & Mining Journal*, los proyectos para la región ascendían en el año 2010 a 180.000 millones de dólares, casi un tercio de la inversión minera mundial. Esta encuesta sobre inversiones planeadas (no materializadas) es un indicador de la capacidad de atracción de los incentivos ofrecidos por los países y de la rentabilidad esperada de esas inversiones. En contraste, en el año 2000 la cartera de proyectos para la región había sido de tan solo 25.000 millones de dólares (véase el gráfico I.10).

⁴ Otto y otros (2007) establece una comparación internacional de 24 países mineros, según la cual Chile y la Argentina se encuentran entre el 20% de los de 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 el puesto 13 y 17 en este *ranking* de 24 países. Véase también Otto (2004).

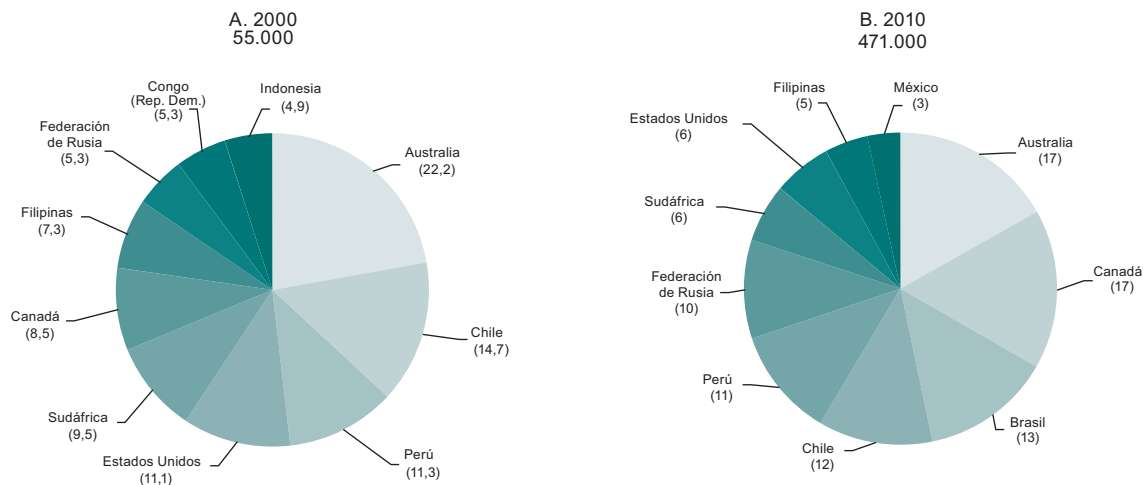
Gráfico I.10
CARTERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN MINERA POR REGIONES, 2000 Y 2010
(En porcentajes y millones de dólares)



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

En 2011 el Brasil, Chile y el Perú se situaron entre los diez principales países de destino de la inversión minera. Hace diez años en este grupo estaban solamente Chile y el Perú (véase el gráfico I.11). Los metales que atrajeron los mayores montos de inversión fueron el hierro (27%), el cobre (27%), el oro (16%), el níquel mina (14%) y el níquel refinado (3%), que en conjunto representaron el 87% del total de proyectos en cartera.

Gráfico I.11
DISTRIBUCIÓN DE LAS INVERSIONES MINERAS ENTRE LOS DIEZ PRINCIPALES PAÍSES DESTINATARIOS, 2000 Y 2010
(En porcentajes y millones de dólares)



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

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

Durante el período 2004-2009 la renta económica⁵ del sector minero (Banco Mundial, 2011)⁶ como porcentaje del PIB en América Latina y el Caribe llegó casi a cuadruplicarse con respecto al promedio del período 1990-2003, al pasar del 0,54% al 2,08% del PIB regional⁷. A partir de esa renta económica del sector se derivan: i) los pagos fiscales percibidos por el Estado en 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 consiste en remuneraciones a empleados de las empresas extractivas⁸.

En el cuadro I.2 se muestran los cambios en la producción minera y en la renta económica del sector como porcentaje del PIB en una selección de países exportadores de minerales de la UNASUR (Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile, Colombia y el Perú) y otros productores de la región. Contrasta en este caso el período de auge de precios (2004-2009) con la etapa previa (1990-2003). Se constata que la renta del sector minero, aparte de cuadruplicarse prácticamente entre ambos períodos para el conjunto de la región, como mínimo se duplica casi en todos los países enumerados (véanse las cifras en negrita). En la penúltima columna se muestra el aporte fiscal del sector minero por pago de impuestos, regalías y otros tributos, expresado como porcentaje de la renta minera del sector, y en la última columna se expresa como porcentaje de los ingresos fiscales totales. Se observan los siguientes hechos estilizados:

- i) El aporte fiscal promedio del sector minero como porcentaje de los ingresos fiscales totales aumentó durante el período 2004-2009 en relación con el período previo en todos los países examinados. Este aporte se triplicó en el Estado Plurinacional de Bolivia (al pasar del 1% al 3,7% de los ingresos fiscales totales) y se multiplicó por cuatro en Chile y el Perú (del 8,2% al 37,5% en Chile y del 2,9% al 14,2% en el Perú).

⁵ La renta económica “pura” del recurso mineral es la diferencia entre el valor de la producción a precio internacional y el costo de producción del mineral en boca de mina. Para la medición de esta renta económica el costo de producción relevante es el de la extracción del mineral hasta la boca de mina, lo que incluye el costo de oportunidad del capital invertido en la operación de extracción. Para cada tipo de mineral exportado es posible estimar una renta económica unitaria como el resultado de restar del precio internacional el costo de producción promedio hasta la boca de mina por tonelada de mineral exportado. La estimación de la renta económica del sector minero en conjunto se calcula agregando las rentas unitarias para toda la producción y tipos de minerales exportados. En la práctica hay minerales como el cobre cuyo comercio se da casi totalmente en concentrados y la operación de concentración se realiza en boca de mina. En estos casos la práctica consiste en medir la renta económica sobre el concentrado y, por tanto, el costo de producción relevante debe incluir también el costo de la operación de concentración.

⁶ La estadística de renta minera (en porcentajes del PIB) se define como el valor de la producción del sector de minas y canteras (minería metálica) a precio internacional menos los costos de producción relevantes (costo de extracción en boca de mina y costo de oportunidad del capital invertido en la operación de extracción) para una canasta de diez minerales (estaño, oro, plomo, zinc, hierro, cobre, níquel, plata, bauxita y fosfato).

⁷ Estimación propia basada en las estadísticas de renta minera (en porcentaje del PIB) publicadas por el Banco Mundial (2011) para los distintos países. Véase el cuadro I.2, donde se presentan estos indicadores para cada país y la región en su conjunto en referencia a los períodos 1990-2003 y 2004-2009 (último quinquenio del que hay datos disponibles).

⁸ Estrictamente la utilidad privada sería el remanente de renta económica obtenida tras el pago de los impuestos y otras obligaciones fiscales en cada país y el pago de los factores de producción de las etapas posteriores a la extracción hasta boca de mina o boca de pozo (como pagos a empleados y gastos de venta —por ejemplo el transporte del mineral, crudo o gas a los puertos del embarque).

- ii) Sin embargo, a pesar de este considerable aumento de los ingresos fiscales procedentes del sector minero en los países examinados entre 2004 y 2009, la participación estatal como porcentaje de la renta económica total generada por el sector no superó el 35% en los países de mayor tradición minera de la región (como Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile y el Perú) e incluso llega a estar por debajo del 15% en algunos de menor desarrollo minero.
- iii) En Chile y el Perú, los principales países mineros de la UNASUR, así como en Bolivia (Estado Plurinacional de) y Colombia, a los Estados llega a corresponderles, en concepto de ingresos fiscales y participación directa, entre un 30% y un 35% de la renta económica estimada del sector. Es un porcentaje similar al de países mineros de la OCDE como Australia (26%) y Canadá (38%) y cercano al nivel de referencia del 33% estimado a partir de los datos de pagos fiscales realizados por las diez empresas transnacionales mineras de mayor tamaño entre 2005 y 2010⁹.
- iv) En contraste, la participación estatal en la renta económica estimada del sector de hidrocarburos alcanza niveles de entre el 45% y el 65% en los países exportadores de la región. Esta tendencia se repite a escala internacional y refleja una mayor participación directa del Estado en la producción a través de empresas petroleras públicas y mixtas, así como el mayor desarrollo relativo que han tenido los regímenes fiscales petroleros en el diseño de instrumentos fiscales y tipos contractuales que aseguran la progresividad de la participación del Estado¹⁰.
- v) En el caso de Chile resulta fundamental el aporte fiscal de la empresa estatal CODELCO (de un 22,1%) para alcanzar el grado de participación del Estado (un 35,7%) logrado durante el período 2004-2009 en la renta económica estimada del sector.
- vi) El aporte fiscal de la minería privada en Chile (GMP-10, en el cuadro I.2 representa a las 10 mayores compañías mineras privadas) representa aproximadamente la mitad del de la empresa estatal CODELCO, y poco menos de un tercio (un 11,1%) de la participación estatal lograda (el 35,7%) sobre la renta económica estimada para el sector.
- vii) La contribución fiscal de CODELCO con respecto a la minería privada es aún más significativa, si se considera que la empresa estatal es responsable solo de un tercio (el 31,2%) de la producción de cobre del país¹¹, mientras que el resto de la producción corresponde a empresas privadas. Es decir, con aproximadamente un tercio de la producción de cobre, CODELCO aporta casi dos tercios de la participación estatal en la renta económica del sector.
- viii) Durante el período previo a 2004, en todos los países analizados el porcentaje de participación estatal en la renta económica del sector minero se encuentra en promedio por debajo del 25%, con la excepción de Colombia.

⁹ Los datos agregados de pagos tributarios realizados por las 10 mayores compañías transnacionales mineras fueron suministrados por la empresa auditora PricewaterhouseCoopers (2011).

¹⁰ La Iniciativa para la transparencia en las industrias extractivas (EITI) publica los pagos recibidos por gobiernos y los realizados por las industrias extractivas (minería, petróleo y gas) en los países miembros que voluntariamente se han adherido a esta organización. Una revisión de los datos publicados por la EITI para 29 países miembros (19 africanos, 4 asiáticos y el resto de Europa, Oriente Medio y Oceanía, siendo el Perú el único país de América Latina y el Caribe miembro de la EITI) permite corroborar que, en general, los Estados logran captar un mayor porcentaje de la renta económica total del sector hidrocarburos que de la renta económica total del sector minero.

¹¹ CODELCO produce el 31,2% del cobre fino en Chile. Véase el cuadro 2.2 en COCHILCO (2011).

Cuadro I.2
**INDICADORES Y APOORTE FISCAL DEL SECTOR MINERO EN
 PAÍSES SELECCIONADOS, 1990-2009**
(En porcentajes)

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

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), Banco Mundial y cifras oficiales de los respectivos países.

^a Renta minera (en porcentaje del PIB) Banco Mundial, World Development Indicators (WDI).

^b Incluye impuestos a la renta y regalías.

^c Los datos sobre Chile corresponden al período 1994-2003. Los datos sobre Honduras corresponden al período 2001-2003.

^d Los datos sobre Guatemala corresponden al período 2004-2009.

^e Corresponde al período 2000-2009 e incluye aportes por concepto de regalías, impuestos a las utilidades e impuestos a las remesas de las empresas mineras al Estado. No se incluyen los cánones a la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL).

^f La participación de la minería en el PIB corresponde al período 2004-2006 en Colombia y 2004-2007 en el Ecuador.

^g Incluye tributación e impuesto específico o regalía de la gran minería privada del cobre (GMP-10).

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

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

^j Corresponde al período 2006-2009.

^k Período 2006-2010. Información correspondiente únicamente a la mina de oro Marlin, la más importante del país, que efectuó el 95,5% de las exportaciones mineras de Guatemala en 2008.

^l Estimación a partir del 10% del dato de rentas mineras publicado por el Banco Mundial, World Development Indicators (WDI).

^m Las cifras del PIB minero incluyen minería y petróleo.

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

^o Incluye minería metálica y no metálica, petróleo, gas natural y carbón; sobre la base de Banco Mundial y Australian Bureau of Statistics (ABS), en Hogan y McCallum (2010).

^p Valor aproximado para 1993-2003, sobre la base de Hogan y McCallum (2010); solo minería metálica.

^q Valor aproximado para 2004-2007, sobre la base de Hogan y McCallum (2010); solo minería metálica.

Con respecto a los países de la UNASUR, los porcentajes de participación estatal en la renta minera solo se estimaron para Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile, Colombia, y el Perú, de acuerdo con la disponibilidad de información desagregada sobre los tributos pagados por el sector minero. Los principales resultados se destacan en el cuadro I.3.

Cuadro I.3
**PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA ECONÓMICA ESTIMADA
 DEL SECTOR MINERO Y EN LOS INGRESOS FISCALES TOTALES
 EN PAÍSES SELECCIONADOS, 1990-2003 Y 2004-2009**
(En porcentajes)

País	Participación estatal en la renta económica del sector minero (promedio anual por período)			Aporte fiscal minería al total de ingresos fiscales (promedio anual por período)		
	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período	Antes de 2004	2004-2009	Todo el período
Bolivia (Estado Plurinacional de) (datos CEPAL)	(*)	39,8		1,0	3,7	3,1
Bolivia (Estado Plurinacional de) (datos PIEB)			57,7			2,2
Bolivia (Estado Plurinacional de) (sin cánones a la COMIBOL, datos PIEB)			34,6			1,3
Chile (cobre, GMP-10 y CODELCO)	21,8	35,7	32,1	8,2	37,5	23,0
Chile (CODELCO, incluidos dividendos)	17,9	22,1	21,0	6,7	23,2	15,0
Chile (solo minería privada GMP-10 e impuesto específico o regalía)	3,9	13,6	11,1	1,5	14,3	8,0
Colombia	36,9	37,1		1,9		
Guatemala		12,2			0,4	
Honduras	10,2	10,0	10,1	0,05	0,5	0,4
Perú	(*)	27,4	30,0	2,9	14,2	10,1
Australia (minería metálica)	17,9	26,1	20,2			
Canadá			38,6			
Impuestos sobre la renta bruta pagados internacionalmente por las diez mayores empresas trasnacionales mineras		33,6	33,2			

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) y Banco mundial. Calculado como el promedio de los porcentajes de participación anuales (utilizando precios nominales). Los datos PIEB sobre el Estado Plurinacional de Bolivia se tomaron del estudio Jordán y otros (2010).

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

(*) No se pudo calcular el porcentaje de participación en estos períodos por errores estadísticos.

Capítulo II

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

A. PETRÓLEO Y GAS NATURAL: EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

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, reformas al régimen de transporte, refinación y distribución. Durante la última década estos países han avanzado hacia un mayor control estatal del sector de los hidrocarburos, lo que incluye 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.

El Perú, el Brasil y Colombia mantienen 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 (como 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 del año 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.

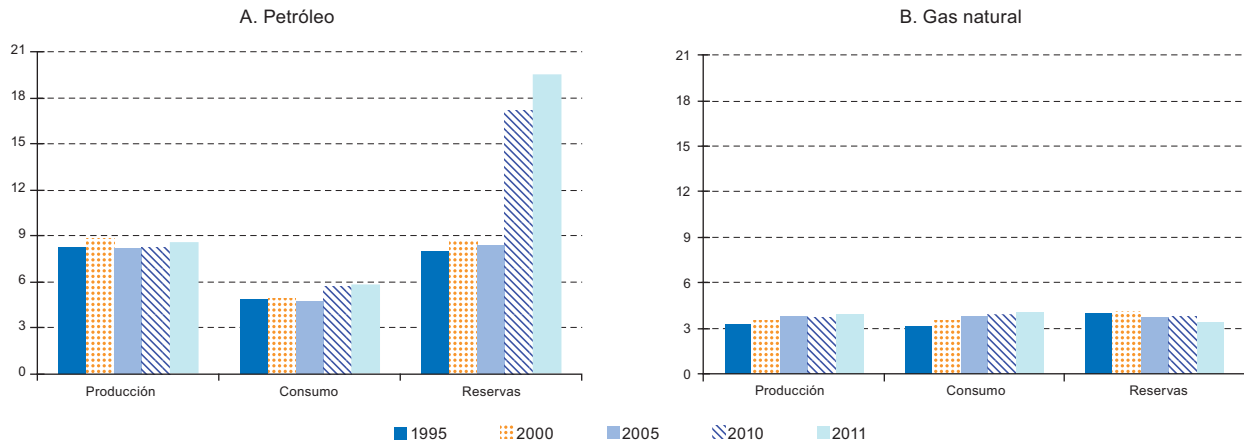
En la práctica, tanto los países que controlan los recursos y las reservas como las empresas petroleras que poseen la tecnología y el capital, lejos de actuar unilateralmente, interactúan en un mercado global que resulta ser a todas luces incierto, dinámico y competitivo. En este contexto internacional y frente a una constante volatilidad de precios, los gobiernos buscan compaginar 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 del Sur en el contexto mundial

En el año 2011 América del Sur fue la segunda zona del mundo con mayor cantidad de reservas petroleras (después de Oriente Medio), con una proporción del 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, en la faja del Orinoco, por parte de la República Bolivariana de Venezuela, y en exploraciones exitosas en el Brasil y Colombia, principalmente (véase el gráfico II.1).

Gráfico II.1
**AMÉRICA DEL SUR: PARTICIPACIÓN EN LOS SECTORES DEL PETRÓLEO
 Y EL GAS NATURAL, 1995, 2000, 2005, 2010 Y 2011**
 (En porcentajes)



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

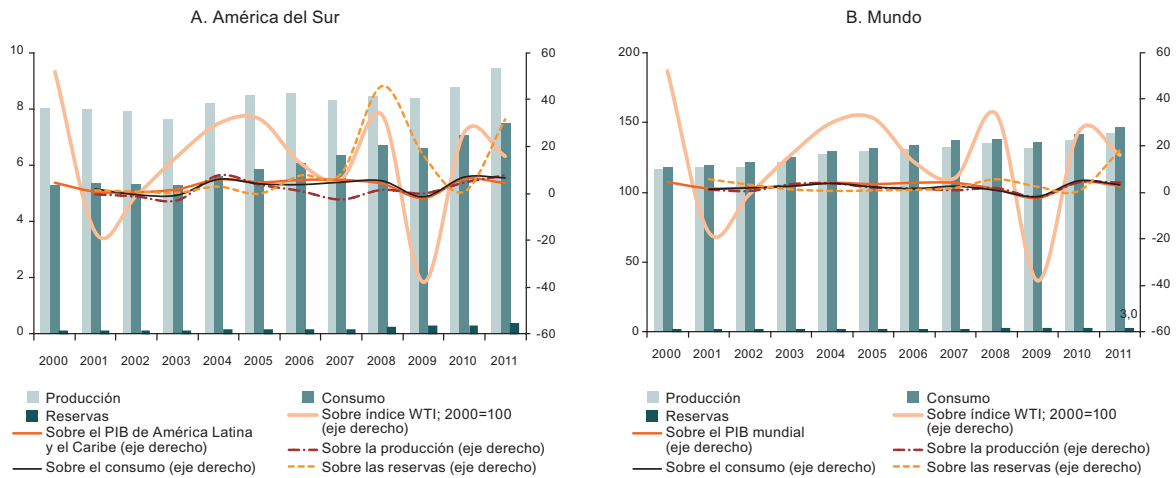
Las reservas gasíferas regionales en el último quinquenio perdieron representatividad a nivel mundial, al situarse en un 3%. Regiones como América del Norte, Asia Central y Oriente Medio fueron las de mayor crecimiento. En cuanto a los países, cabe destacar a los Estados Unidos —con sus reservas probadas de gas no convencional—, Turkmenistán y Qatar.

En los últimos años ha ido creciendo la producción regional y mundial del total de hidrocarburos. Sin embargo, América del Sur ha perdido protagonismo en la producción de petróleo, a favor de regiones como Norteamérica, 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)).

El aumento de los precios internacionales a partir del 2003 influyó de modo significativo en la oferta y demanda de hidrocarburos de los países de la UNASUR. En el primer caso, los precios indujeron a una actividad exploratoria, de perforación o de recuperación mejorada del petróleo, lo que permitió aumentar la oferta, aunque de forma limitada, para hacer frente al crecimiento de la demanda¹. 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 el año 2004 el crecimiento anual promedio del consumo regional, del 5%, así como su correlación en el correspondiente crecimiento del PIB, fue mayor que el aumento anual promedio de la producción de hidrocarburos, que se situó en el 3% (véanse los gráficos II.2 y II.3).

¹ Por ejemplo, a nivel mundial se observa que el impacto de los precios se reflejó en un aumento de la contratación de equipos (torres) de perforación.

Gráfico II.2
AMÉRICA DEL SUR Y EL MUNDO: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS, LA PRODUCCIÓN Y EL CONSUMO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL ANTE EL CRECIMIENTO ECONÓMICO Y LA EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS
(En unidades específicas^a (eje izquierdo) y en porcentaje de variación anual (eje derecho))



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Banco Mundial, “World Development Indicators (WDI)” [en línea] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>; BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 y 2012 [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; y CEPAL, *Estudio Económico de América Latina y el Caribe 2012* (LC/G.2546-P), Santiago de Chile, 2012.

^a Las reservas están expresadas en billones de barriles equivalentes de petróleo; la producción y el consumo se expresan en millones de barriles equivalentes de petróleo al día.

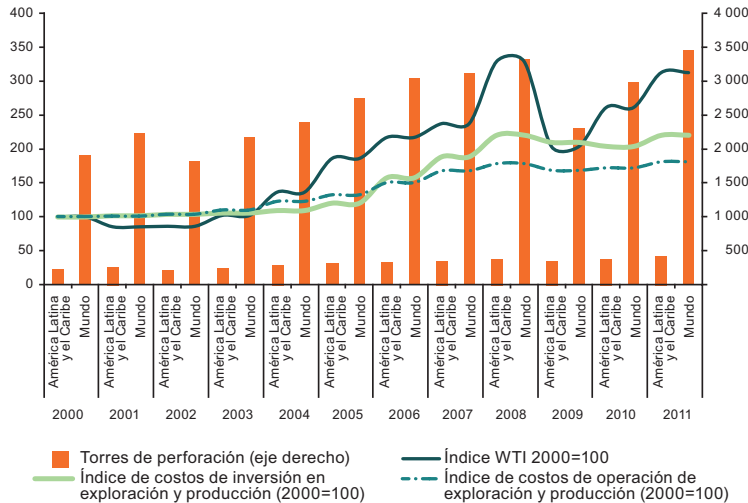
La tendencia observada hacia un menor crecimiento de la oferta petrolera respecto a la demanda regional puede ocasionar un problema de suministro y seguridad energética y desembocar en una disminución del volumen disponible para exportaciones a futuro. Asimismo, podría aumentar el riesgo de déficit fiscal,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

El crecimiento de las reservas, de la producción y del consumo se refiere tanto al gas natural como al petróleo. En este caso se utiliza como unidad el barril equivalente de petróleo con un factor de conversión promedio mundial para el gas natural, calculado por la empresa British Petroleum (BP), con un valor de 5.610 pies cúbicos por barril equivalente. El WTI nominal se deflactó utilizando el índice de precios al consumidor estadounidense para consumidores urbanos (CPI-U) sobre la base 2000=100. El crecimiento del PIB indicado para América del Sur corresponde a América Latina y el Caribe.

Asimismo, tanto los costos de inversión como los de operación y mantenimiento muestran una clara tendencia al alza después del año 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, donde superó con creces el alza de los costos de explotación y procesamiento de minerales².

² Como consecuencia, el incremento de la renta económica del sector de hidrocarburos entre el período previo a 2003 y el período 2004-2010 es proporcionalmente menor al registrado en el sector minero. Sin embargo, en términos absolutos las rentas del sector de hidrocarburos a nivel regional (264.032 millones de dólares de 2005 en promedio de 2007 a 2009) continuaron siendo significativamente mayores que las del sector minero (aproximadamente 77.000 millones de dólares de 2005 durante 2009).

Gráfico II.3
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y EL MUNDO: EVOLUCIÓN DE PRECIOS, COSTOS
 Y ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS, 2000-2011^a**



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; BP, “Statistical Review of World Energy 2012” [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; Agencia Internacional de la Energía (AIE), *International Energy Outlook 2011*, Washington, D.C. septiembre, 2011; IHS, “IHS-CERA: Capital Costs”, 2012 [en línea] <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>.

^a Los índices de costos de operación e inversión se elaboran en función de costos nominales de una cartera de proyectos de exploración y producción, considerados representativos a nivel mundial, que calcula periódicamente la consultora IHS-CERA. El número de torres de perforación corresponde al promedio de torres petróleo y gas natural activas. El cálculo lo realiza periódicamente la empresa de servicios petroleros Baker and Hughes.

La crisis económica mundial declarada a mediados de 2008 ocasionó en América Latina y el Caribe una contracción del consumo y la producción de cerca del 1% en 2009. La reducción del mercado mundial, el difícil entorno de financiamiento, el descenso de los precios del petróleo y el crecimiento de los costos de inversión y operación, además de disminuir la actividad del sector, postergaron o causaron la cancelación de proyectos de exploración y desarrollo en todo el mundo, provocaron una reducción de los montos de los planes de inversión un 15% respecto al año anterior y, posiblemente, aumentaron la tasa de disminución de los campos latinoamericanos (AIE, 2009).

En los últimos quinquenios crecieron en mayor proporción la producción y el consumo de gas natural que de petróleo. 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 1 del anexo).

La evolución del mercado del petróleo a partir del año 2000 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. Esos precios se han mantenido dentro de rangos históricamente altos aun en la frágil situación macroeconómica y financiera de los países de la OCDE durante 2011 y 2012.

El mercado del gas natural se ha disociado del mercado petrolero. En los Estados Unidos la “revolución” del gas no convencional (gas de esquisto o *shale gas*) se encuentra en pleno apogeo, lo que se ha traducido en precios equivalentes a la mitad de los que se pagan en Europa y Asia, donde los mercados del gas se han estrechado. La demanda de gas natural se recuperó por encima de los niveles anteriores a la crisis financiera en las principales regiones.

Los mercados de energía están atravesando uno de los períodos más inciertos de las últimas décadas, dadas las repercusiones que está teniendo la 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 (véanse los gráficos 2 y 3 del anexo) 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 de generación eléctrica (por una menor participación de las centrales nucleares) y el aumento de los costos de producción petrolera³.

2. Reservas

En la industria existen dos definiciones de reservas: 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 esta catalogada como 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 a los contratos de exploración y producción como a los contratos de comercialización y al régimen fiscal en materia de impuestos y regalías, entre otros conceptos. 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 sísmica, gravimetría, estratigrafía y perforación de pozos exploratorios, entre otras— con arreglo a las condiciones técnico-económicas y legales ya mencionadas⁴.

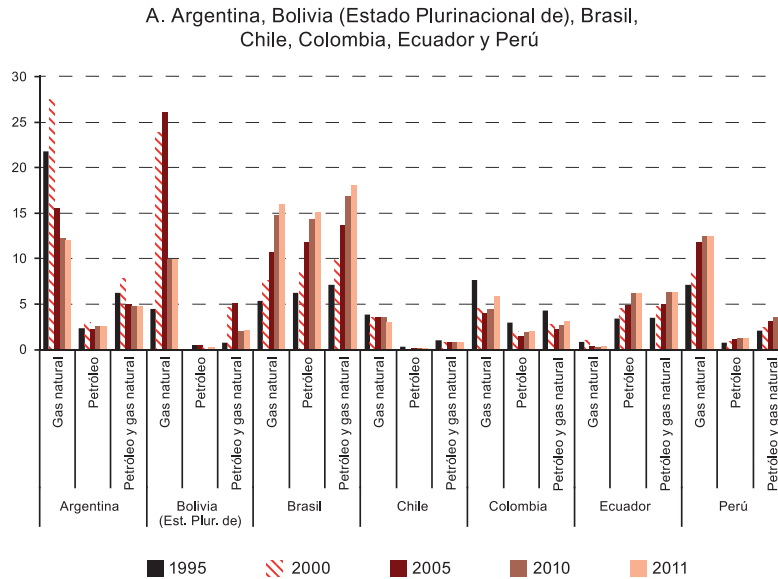
En 2011 la República Bolivariana de Venezuela era el país que contaba con más reservas de petróleo —incluso por delante de Arabia Saudita—, con 297.000 millones de barriles, y de gas natural, con 194 billones de pies cúbicos (véase el gráfico II.4).

³ 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 estuvo motivada por razones estructurales, por profundas modificaciones en el costo de exploración ni por el agotamiento (en unidades físicas) del recurso sobre la base de la curva de Hubbert. De hecho, no se ofreció ninguna de esas explicaciones. 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 subiera los tipos de interés, con lo que presumiblemente se frenaría la persistente subida del euro frente al dólar.

⁴ Además de que las reservas pueden aumentar 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 (en países donde se puede comprar o vender reservas al comprar o vender la tierra al propietario) y la producción durante el año.

Gráfico II.4
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): RESERVAS DE PETRÓLEO
 Y GAS NATURAL, 1995, 2000, 2005, 2010 Y 2011^a**

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



B. Venezuela (República Bolivariana de)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 y 2012 [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>; Administración de Información Energética (EIA), “Country analysis briefs”, 2011.

^a A finales de cada año.

^b Se considera un factor de conversión promedio mundial para gas natural, calculado por la empresa British Petroleum, con un valor de 5.610 pies cúbicos por barril equivalente.

En el proyecto Magna, que se inició en 2005 en la República Bolivariana de Venezuela y supuso la división de la región del Orinoco en 27 bloques, se efectuó una cuantificación de reservas *in situ*. Entre 2005 y 2011 se registró una acumulación de reservas de un 270%. 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).

Con las excepciones de Venezuela (República Bolivariana de), el Brasil, Colombia, el Ecuador y el Perú, en la región se observó una disminución de las reservas. La Argentina, que en el año 2000 contaba con un total de reservas cercano a 7.900 millones de barriles equivalentes de petróleo, no superó los 4.700 millones de barriles en 2010, lo que representa una disminución del 40% durante ese período.

En el caso del Brasil, para la estimación de reservas no se toma en cuenta la totalidad de los recursos del presal⁵ brasileño descubierto en 2007 en el campo Tupi ni otros del reservorio de Santos. Se estima que en conjunto ascenderían a 50.000 millones de barriles equivalentes de petróleo, que de considerarse como reservas en el futuro casi triplicarían las actuales.

En cuanto a las reservas de gas natural no convencional⁶, tanto la Argentina como América Latina en general podrían la oportunidad de certificar los recursos gasíferos técnicamente recuperables⁷ una vez que la tecnología o los marcos regulatorios posibiliten que las técnicas de fractura hidráulica y perforación horizontal sean económicas y puedan desarrollarse en los países de la región.

A nivel mundial se estima que con el aumento de las reservas de gas no convencional se incrementará el consumo de este 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 de 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 recientemente, por cuanto que a partir de 2009 la evolución casi constante de los precios del gas natural Henry Hub se desvinculó de la tendencia al alza del petróleo WTI (Bourland y Gamble, 2011).

⁵ Reservorios de crudo que se encuentran bajo gruesas capas de sal en la capa oceánica, depositados hace 150 millones de años. La extracción requiere de perforación marítima a más de 3000 metros a través de agua, roca y más de 1500 metros de sal.

⁶ 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), en yacimientos de hidratos o disuelto en agua de formación. Asimismo, puede provenir de la gasificación *in situ* del carbón. Dentro de la clasificación del gas no convencional se encuentran: i) gas de esquisto (*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) gas de yacimientos de baja permeabilidad (*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; iii) metano de las capas de carbón (*coalbed methane*), que es gas natural con prevalencia de metano que se encuentra en los depósitos de carbón (ENI, 2002, AIE, 2012).

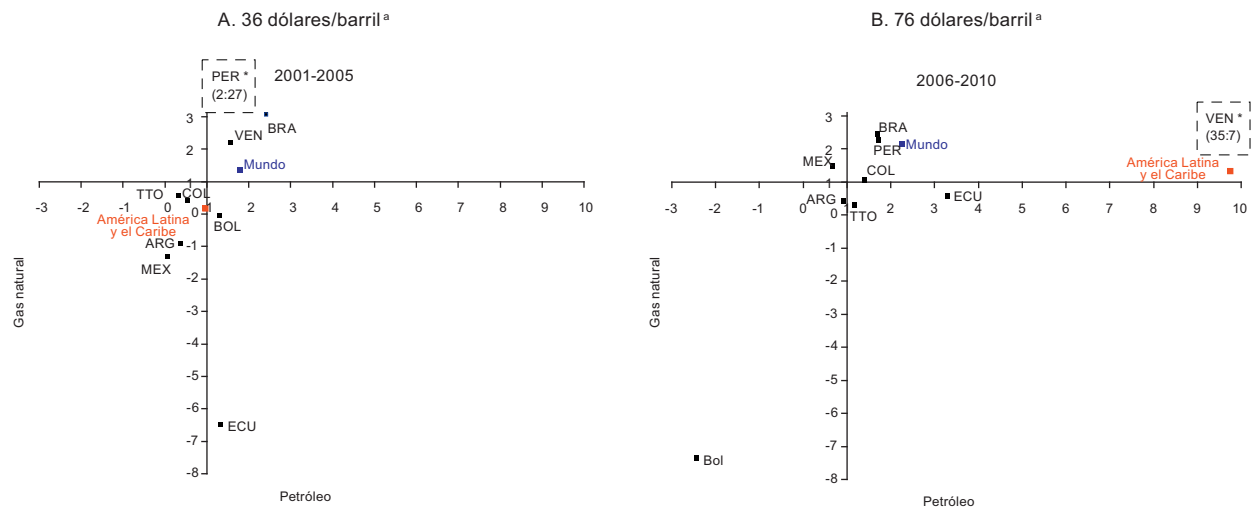
⁷ Son los recursos *in situ* descubiertos y no descubiertos recuperables (al margen de los aspectos económicos) con la tecnología actual. Estos recursos se vuelven reservas una vez son descubiertos y comerciables. Se pueden asimismo considerar recursos recuperables remanentes la suma de reservas, recursos contingentes y prospectivos (SPE, 2009).

a) Reemplazo de reservas

El esfuerzo que hacen los países para reemplazar reservas en el tiempo se mide a través del índice de reemplazo de reservas⁸. Un índice menor de uno implicaría una reposición insuficiente (o nula) de reservas; igual a uno implicaría una reposición exacta, mayor de uno implicaría una reposición más que suficiente dados los niveles de producción. Lo óptimo para un país es que esta ratio sea igual a uno o mayor para no perder riqueza ni activos y reponer al menos las reservas en los niveles de producción consumidos.

En el gráfico II.5 se compara el comportamiento del índice de reemplazo de reservas de petróleo y gas natural entre los dos quinquenios del período 2001-2010, que se caracteriza por ser un lapso consistente en cuanto a la certificación de reservas. En el período 2001-2005, con un precio de 36 dólares por barril se observa que América Latina tuvo una reposición insuficiente de reservas de gas natural y petróleo (índices de 0,16 y 0,97, respectivamente, lo que significa que solo el 16% y el 97% de la producción respectiva del quinquenio fue reemplazada con nuevos descubrimientos o ajustes sobre estimaciones previas. Las reposiciones más que suficientes en ambos productos se observaron en el Brasil, el Perú y Venezuela (República Bolivariana de), al contrario de lo sucedido en la Argentina y Colombia.

Gráfico II.5
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN QUINQUENAL DEL ÍNDICE DE REEMPLAZO DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 2001-2010



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

^a Los precios corresponden al promedio simple de WTI para el período de referencia.

$$^8 \text{IRR}_t = ((R_t - R_{t-1})/P_t) + 1 = ((R_{t-1} - P_t + \text{DES}_t + \text{REC}_t \pm \text{REV}_t - R_{t-1})/P_t) + 1 = (\text{DES}_t + \text{REC}_t \pm \text{REV}_t)/P_t$$

donde:

IRR =	Índice de reemplazo de reservas
t =	Período
R =	Reservas
P =	Producción
DES =	Descubrimientos y extensiones
REC =	Recuperación mejorada
REV =	Revisiones de estimaciones previas

En el siguiente quinquenio, 2006-2010, a pesar de la disminución registrada en 2009, el precio promedio aumentó a 76 dólares por barril, lo que contribuyó a incrementar los recursos técnica y económicamente recuperables y a mejorar la situación de la región. El índice de reposición se situó a nivel regional en el 9,75 para el petróleo y en el 1,32 para el gas natural, impulsados por Venezuela (República Bolivariana de), el Brasil, el Perú y, en menor medida, Colombia.

En contraste, la Argentina y Bolivia (Estado Plurinacional de) no lograron aprovechar el auge de los precios para acumular reservas. Esta situación puede deberse a distintos factores, como las revisiones de estimaciones previas de reservas en el Estado Plurinacional de Bolivia en 2010, el incremento de los costos de inversión, operación y acceso a financiamiento —que la crisis económica mundial acentuó— y aspectos regulatorios, como el establecimiento de precios de venta fijos al mercado interno.

b) Abundancia de recursos: relación entre reservas y producción

Tradicionalmente la abundancia de recursos naturales no renovables se mide a través de la relación entre reservas y producción o la duración estimada de las reservas (expresada mediante el número de años que durarían las reservas al ritmo de producción del período en curso). Este indicador refleja la situación de abundancia del recurso en un momento determinado, mientras que sus cambios en el tiempo indican si la abundancia percibida va creciendo o decreciendo.

Se observa que en el último quinquenio la abundancia de petróleo y gas natural en América del Sur creció hasta llegar en 2011 a 108 años, es decir, muy superior al promedio mundial, de 58 años (véanse el cuadro II.1 y el gráfico II.6). Sin la certificación del crudo extrapesado de la faja del Orinoco, es decir, sin la República Bolivariana de Venezuela, la abundancia de América del Sur caería hasta situarse en 17 años, según datos de 2011.

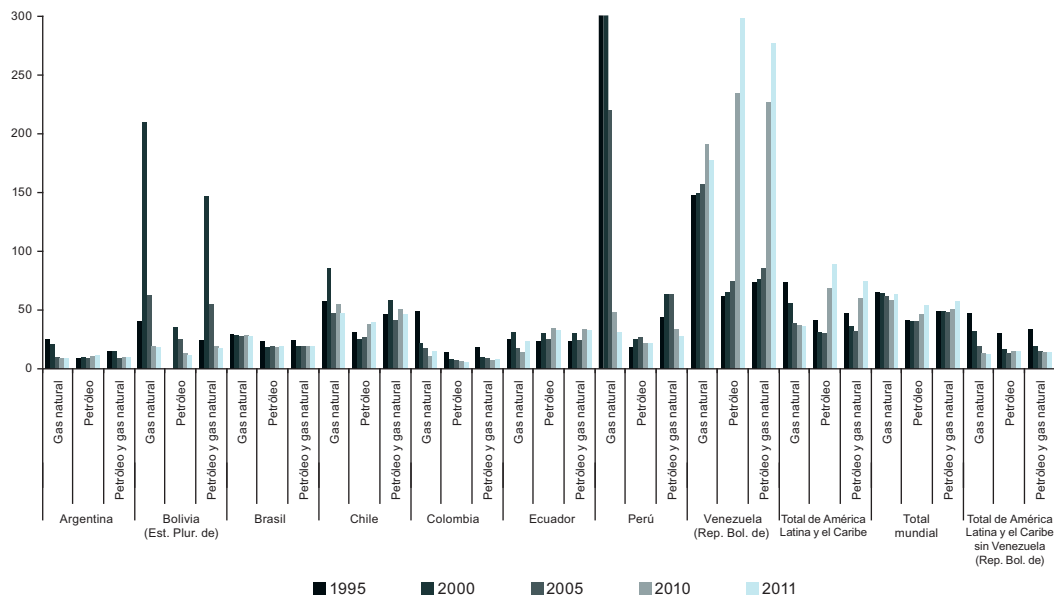
Colombia y Venezuela (República Bolivariana de) ocupan las posiciones extremas en cuanto a abundancia, con 7 y 278 años respectivamente. Sin embargo en los últimos años el incremento en la producción colombiana fue equilibrado con aumentos de reservas, lo que permitió mantener la abundancia, aunque a niveles bajos. Se espera que en el futuro los flujos de inversión privada y pública en Colombia permitan aumentar este indicador.

Cuadro II.1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ABUNDANCIA DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL
(En años)

Región o subregión	1995	2000	2005	2010	2011
América Latina y el Caribe	46,6	36,1	32,3	60,2	74,6
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	34,0	19,5	14,6	14,1	14,0
América del Sur	47,2	46,3	45,7	87,8	108,2
América del Sur sin Venezuela (República Bolivariana de)	20,5	20,9	18,7	17,2	17,0

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

Gráfico II.6
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): RELACIÓN ENTRE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL^a
 (En años)



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

^a Los datos sobre gas natural relativos al Perú en 1995 y 2000 corresponden a 501 y 715 años, respectivamente.

El Perú presentó en el año 2000 la mayor relación entre reservas y producción de gas natural, con más de 700 años, debido a los grandes recursos no desarrollados de Camisea, de cerca de 8,7 billones de pies cúbicos, que cubren holgadamente la producción, de 33 millones de pies cúbicos al día (0,9 millones de metros cúbicos al día). El indicador disminuyó a 200 y 50 años en 2005 y 2010, respectivamente, debido al aumento de las reservas y la producción a partir del año 2004, gracias a una mayor demanda de generación eléctrica y a un proyecto de exportación de gas natural licuado (GNL) en el año 2010.

La evolución en el tiempo de los precios en los mercados internacionales también es un indicador de la relativa abundancia o escasez de los recursos, lo que refleja a su vez el comportamiento de la oferta y la demanda mundial de crudo. La tendencia alcista de los precios internacionales de los hidrocarburos durante la última década sugiere que los recursos son cada vez más escasos.

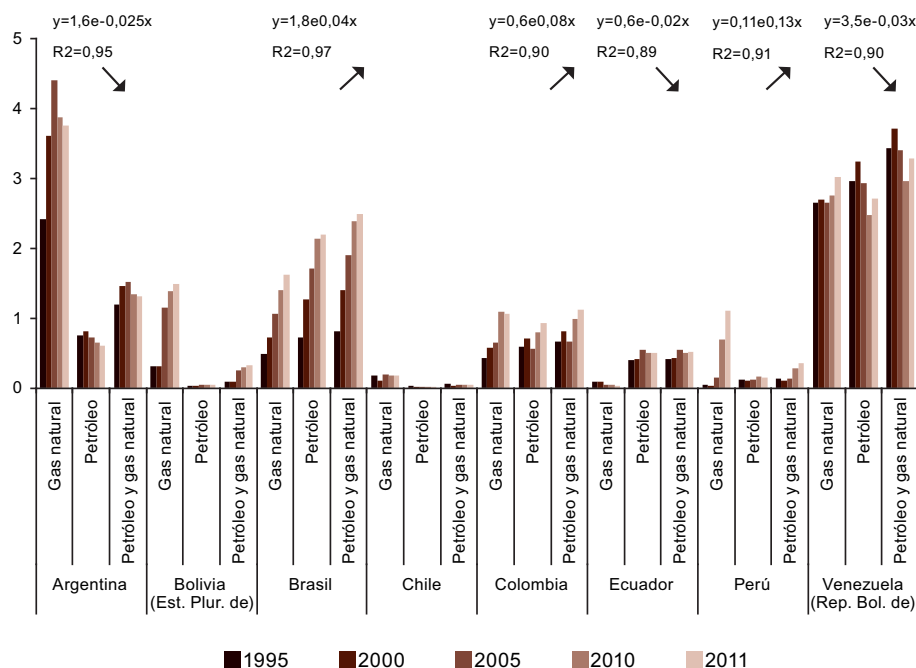
3. Producción y consumo

En 2011 Venezuela (República Bolivariana de) fue el principal productor de petróleo (2,7 millones de barriles al día), y la Argentina, de gas natural (3.800 millones de pies cúbicos por día). Sin embargo, ambos países presentaron tasas anuales de producción decrecientes⁹ (de cerca de un -3%) durante el período 2005-2010. Por su parte, el Brasil, que fue el segundo mayor productor de América del Sur en ambos productos,

⁹ Para cuantificar la declinación de pozos o campos existen otros métodos, basados en aproximaciones armónicas e hiperbólicas.

registró tasas de producción crecientes, en torno al 4% anual (véase el gráfico II.7). Por su parte, el Perú, Colombia y el Brasil han tenido éxito al compensar con una mayor producción la declinación natural de los campos, ya que registraron crecimientos del 13%, el 8% y el 4%, respectivamente.

Gráfico II.7
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
 Y GAS NATURAL, 1995, 2000, 2005, 2010 Y 2011^a**
*(En millones de barriles de petróleo, millones de barriles equivalentes de petróleo para el total
 hidrocarburos y miles de millones de pies cúbicos de gas natural por día)*



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

^a El ajuste exponencial corresponde a la producción tanto de gas natural como de petróleo para el período 2005-2010. Se considera un factor de conversión promedio mundial para gas natural, calculado por la empresa British Petroleum, con un valor de 5.610 pies cúbicos por barril equivalente.

Aparentemente, en el caso del petróleo no fueron suficientes el alza de precios y la mayor actividad de perforación en Venezuela (República Bolivariana de) y el Ecuador para compensar la caída de la producción en campos maduros; y menos aún si la producción está sujeta a límites como los que se imponen por pertenecer a la OPEP: en el caso de los dos países citados, con cuotas en torno a 2 y 0,4 millones de barriles de petróleo al día, respectivamente.

Sin embargo, la postura de la Arabia Saudita, que es uno de los principales productores mundiales y, por lo tanto, tiene una influencia significativa en las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) —y en los países de la UNASUR pertenecientes a esta organización—, no solo se manifiesta con presiones para moderar la producción, sino también para aumentarla con el fin de estabilizar los precios del crudo. Algunos analistas mencionan 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, unos precios inferiores a 70 dólares por barril representan un desincentivo a la inversión en proyectos con altos costos de desarrollo, como los de petróleo extrapesado en Venezuela (República Bolivariana de) y los de aguas ultraprofundas en el Brasil y México, cuyos costos unitarios se estiman en 115, 60 y 55 dólares el barril, respectivamente (Bourland y Gamble, 2011).

Asimismo, otra causa para la disminución de la producción en algunos países puede ser la insuficiencia y lentitud de la respuesta de la inversión público-privada a los incrementos de precios. Además, en esa respuesta influirían también las dificultades planteadas por las condiciones tecnológicas y geológicas, tanto por el menor número de yacimientos explotables como por los desafíos que plantea la explotación de hidrocarburos no convencionales, la perforación en ultramar a grandes profundidades y el desarrollo de las reservas de petróleo extrapesado. En este sentido, algunos analistas estiman una baja elasticidad-precio de la oferta de hidrocarburos en la región, entre 0,1 y 0,25 (Jenkins, 2011).

Según la clasificación internacional, la producción petrolera venezolana, colombiana y ecuatoriana es de crudo pesado agrio, mientras que el Brasil produce un petróleo crudo pesado medio agrio. Estos productos exigen un tratamiento en refinerías especiales y es el principal motivo por el que su precio en el mercado internacional tiende a ser menor que el de los petróleos livianos y dulces¹⁰. 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, permitiría disminuir la importación de derivados, en particular intermedios.

En contraste, en la producción de gas natural en la mayoría de los países se obtienen otras cadenas de hidrocarburos líquidos (como etanos, propanos y butanos). 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 en la región respecto al consumo primario total se mantuvo casi inalterado, aunque se ha evidenciado una sustitución progresiva de petróleo por gas natural en los últimos veinte años. Sin embargo aunque el consumo petrolero con respecto al consumo energético total haya disminuido del 55% al 47%, sigue siendo alto si se compara con el promedio mundial, que llegó al 35% en el quinquenio 2006-2010 (véase el gráfico 4 del anexo).

En América del Sur, el mayor consumidor de hidrocarburos en 2011 fue el Brasil, con más de 3 millones de barriles equivalentes de petróleo al día. En esta economía el petróleo y el gas natural se utilizan principalmente para el autotransporte y la actividad industrial. Le siguen en orden de importancia la Argentina y Venezuela (República Bolivariana de), con cerca de 1,4 millones de barriles equivalentes de petróleo al día. En el primero de estos países, el gas natural se utiliza para la generación eléctrica y el consumo residencial. En el caso venezolano, el petróleo se usa en autotransporte, que es uno de los principales sectores de destino de los hidrocarburos (véase el gráfico 5 del anexo).

¹⁰ 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 superliviana dulce, se debe a que su composición es principalmente de condensado y gasolina natural, componentes asociados a la extracción de gas natural en campos gasíferos.

C. COMERCIO DE HIDROCARBUROS

El consumo primario energético de los países se satisface con producción primaria, importaciones netas y variaciones de *stock*¹¹.

La relación entre la producción y el consumo indica la posición de un país como exportador o importador. Un índice mayor de uno indica que el país o región es exportador, un índice igual a uno significa que la producción doméstica satisface la demanda local, y un índice menor de uno indica el grado de importación necesario. La disminución de esta ratio promedio de 1,5 a 1,3 en América del Sur 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. Posiblemente, este fenómeno estuvo relacionado con diversos mecanismos de subsidio a los carburantes en el transporte automotriz y al gas natural de consumo residencial, que amortiguaron 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 exportadora neta de petróleo y casi autosuficiente en gas natural, aunque de forma decreciente (véanse el cuadro II.2 y el gráfico II.8).

Cuadro II.2
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: RELACIÓN ENTRE LA PRODUCCIÓN Y EL CONSUMO
DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 1995-2011

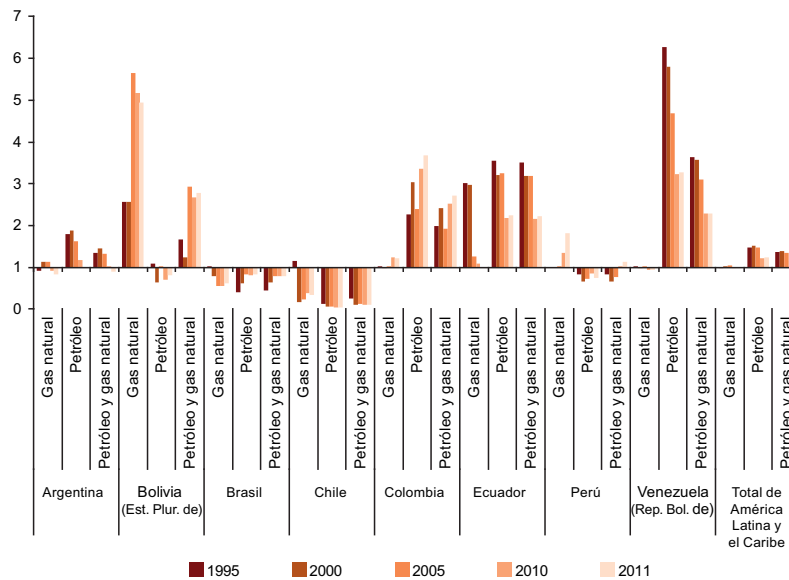
Región o subregión	1995	2000	2005	2010	2011
América Latina y el Caribe	1,4	1,4	1,4	1,2	1,2
América Latina y el Caribe sin Venezuela (República Bolivariana de)	1,0	1,1	1,1	1,0	1,1
América del Sur	1,5	1,5	1,4	1,2	1,3
América del Sur sin Venezuela (República Bolivariana de)	0,9	1,0	1,1	1,0	1,0

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

El ingreso por la producción de hidrocarburos es fundamental para el financiamiento del presupuesto público en países como Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, el Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de). En 2010, el sector representó el 41% de las exportaciones totales en los dos primeros países, y el 55% y el 93% en los dos últimos. El auge de los precios permitió que estas economías mejoraran sus términos de intercambio un 56%, un 35%, un 30% y un 68%, respectivamente, durante el período 2005-2011 (CEPAL, 2012a).

¹¹ La AIE establece que la oferta total de la energía primaria (OTEP) es igual a la suma de la producción primaria más importaciones, menos exportaciones, más la variación de *stock* de recursos energéticos primarios como carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear, hidroelectricidad y biocombustibles, entre otros.

Gráfico II.8
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): RELACIÓN ENTRE PRODUCCIÓN Y CONSUMO, 1995, 2000, 2005, 2010 Y 2011



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

La disminución de los niveles de producción se vio compensada con creces por el efecto precio en el valor de las exportaciones de la última década. Si en el período 1991-2000 el efecto volumen fue el origen del 78% de crecimiento anual del valor exportado de materias primas de los países de América del Sur, en el período 2001-2010 esa influencia se redujo a solo un 35%. China es un destino preferente, y cada vez más, para las exportaciones sudamericanas¹², pues ha contribuido a cerca de un 22% del incremento del valor de las exportaciones de productos primarios y sus manufacturas en los últimos años (CEPAL, 2012b).

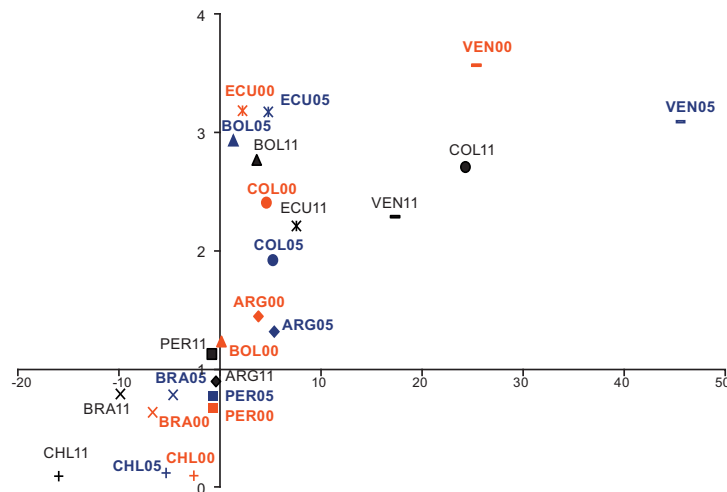
Del 185% de incremento de los precios del crudo en el período 2002-2007, se estima que el impulso de la demanda de petróleo por parte de China contribuyó en una proporción de entre un 10,8% y un 27,1%, lo que se reflejó en un aumento del valor de las exportaciones petroleras en torno a 20.000 millones de dólares en 2007¹³. Así, países exportadores de crudo como el Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de) pudieron mejorar ese año su balanza comercial total entre un 7,9% y un 17,4% en el primer caso, y entre un 10,1% y un 21,4% en el segundo (Jenkins, 2011).

El “efecto China” contribuyó también a que el Ecuador, a pesar de ver reducido su ratio entre producción y consumo de 3,2 a 2,2, aumentase su superávit comercial de hidrocarburos de 2.000 a 8.000 millones de dólares entre los años 2000 y 2011, en que se mantuvieron las exportaciones a mercados tradicionales como los Estados Unidos (véase el gráfico II.9).

¹² De tener China a principios de 2000 una participación mínima en el valor de las exportaciones, llegó a representar al cabo de una década el 2%, el 5% y el 8% para países productores de petróleo como el Ecuador, Colombia y Venezuela (República Bolivariana de), respectivamente.

¹³ Vale la pena mencionar que el valor de las exportaciones de crudo de América Latina y el Caribe ascendió a más de 129.000 millones de dólares en 2007.

Gráfico II.9
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): SALDO COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
 Y RELACIÓN ENTRE PRODUCCIÓN Y CONSUMO, 2000, 2005 Y 2011^a**
 (En miles de millones de dólares e índice)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 y 2012 [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>; y 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.

Notas: ARG=Argentina, BOL=Bolivia (Estado Plurinacional de), BRA=Brasil, CHL=Chile, COL=Colombia, ECU=Ecuador, PER=Perú, VEN=Venezuela (República Bolivariana de), 00=2000, 05=2005, 11=2011.

^a El saldo comercial FOB de exportaciones menos importaciones (eje horizontal) corresponde a la partida 3 del SITC revisión 3 correspondiente a “Combustibles minerales, lubricantes y materiales relacionados” menos carbón.

Durante el último quinquenio tanto en la Argentina como en Venezuela (República Bolivariana de) el descenso de la producción y el aumento del consumo tuvieron un mayor impacto que el incremento de precios, lo que se reflejó en una reducción del superávit energético de 46.000 millones a 18.000 millones de dólares en el segundo caso, y de 5.000 millones de dólares de superávit a un déficit de 1.000 millones de dólares en el primero. 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 salida de divisas en torno a 9.000 millones de dólares en el año 2011¹⁴ y se convirtió en una de las causas para la nacionalización accionaria de Repsol-YPF en 2012.

En el Brasil, pese a registrarse una ratio entre la producción y el consumo cercana a 0,8 y un creciente déficit comercial en hidrocarburos —que alcanzó 10.000 millones de dólares en el año 2011—, el consumo para el autotransporte se compensó con una producción de etanol cercana a 0,6 millones de barriles al día. Por su parte, Colombia, con una ratio de 2,7 fortaleció su posición como país exportador a los Estados Unidos y fue la economía de América del Sur que logró el mayor superávit comercial en el sector de los hidrocarburos, con cerca de 24.000 millones de dólares en 2011. El Perú, aunque es importador de crudo 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.

¹⁴ Otras estimaciones sitúan este monto en cerca 5.400 millones de dólares (UNCTAD, 2012).

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 gas natural —indexados según la evolución de precios de los derivados del petróleo— logró en la última década uno de los mayores avances en el índice de producción-consumo, hasta contar en 2011 con un superávit comercial energético de cerca de 4.000 millones de dólares. No obstante, el país enfrenta el desafío de disminuir la creciente importación de combustibles a través de un aumento de la producción y de una reducción del subsidio al consumo, que representó cerca de 740 millones de dólares en el último año¹⁵.

A su vez, los países más perjudicados por el choque de precios resultaron ser los importadores de hidrocarburos, como Chile y el Uruguay. 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 refleja en un índice de 0,1. Esa dinámica ha repercutido en un déficit comercial creciente en hidrocarburos, que en 2011 alcanzó los 16.000 millones de dólares (véase el gráfico II.9).

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 6 del anexo). El abastecimiento tradicional a través de gasoductos no fue suficiente para garantizar la seguridad energética, por lo que se recurrió al transporte marítimo, lo que contribuyó a un aumento del comercio mundial y, en algunos casos, favoreció la desintegración energética. Gracias a este aumento del consumo, el gas natural presenta ya el comportamiento de un producto básico, similar al de cualquier derivado de petróleo.

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 Nigeria. La situación con respecto al comercio del gas cambió para la Argentina y Venezuela (República Bolivariana de) por un lado, y el Perú y Colombia 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 en sus mercados internos a ser exportadores por ductos a Venezuela (República Bolivariana de) y de gas natural licuado a España y México, respectivamente.

El Estado Plurinacional de Bolivia presenta la mayor proporción de producción de gas natural exportable, al contar con una ratio de 5 en contratos de largo plazo con la Argentina y el Brasil. Eso lo convierte en el principal exportador por ductos, con un crecimiento de 1.000 a 1.300 millones de pies cúbicos al día, que representó un 4% de incremento interanual en el último quinquenio (véase el gráfico 6 del anexo).

D. INVERSIÓN

Dado que los altos precios (o bajos costos de producción gracias a circunstancias técnico-geológicas propicias en ciertos países) pueden no ser un estímulo suficiente para la atracción de capital que favorezca un posterior aumento de reservas y de producción, deben tenerse en cuenta otros condicionantes.

El hecho de determinar y definir la propiedad de las reservas y la producción de hidrocarburos supone que el tenedor tendrá independencia por lo que se refiere a la explotación del activo y, además, podrá apropiarse de la renta generada y tener acceso a fuentes de financiamiento. Por otra parte, la acumulación de reservas sirve para demostrar eficiencia y credibilidad tanto en la gestión pública como en la privada.

¹⁵ UNCTAD, 2012

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 que ofrece la parte 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.

Las decisiones de inversión se basan en el potencial geológico del país, el acceso a mercados favorables, los aspectos jurídico-legales, el grado de institucionalidad y un marco fiscal estable y progresivo¹⁶, así como una relación positiva con los grupos de interés. En la medida en que los anteriores factores contribuyan a la disminución del riesgo serán beneficiosos para la atracción de inversiones. Durante el último decenio se observaron en el sector dos tendencias relativas a las políticas de participación del capital extranjero con distinta incidencia en los montos de inversión regional (véase el gráfico II.10).

Por un lado en el Brasil, Colombia y el Perú 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 producción que empezaron a declinar hacia fines de los años noventa. Los 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 Ecopetrol y Petrobras también compitieron); realizaron reformas fiscales con regalías escalonadas, y emitieron licencias exploratorias con plazos más amplios.

Por otro lado, países como Bolivia (Estado Plurinacional de) en el año 2006, el Ecuador en el año 2010 y Venezuela (República Bolivariana de) a partir del año 2000 emprendieron procesos de nacionalización o de ampliación del control estatal. Esta situación se caracterizó, entre otros aspectos, por el establecimiento de la propiedad pública con respecto a la producción y a 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.

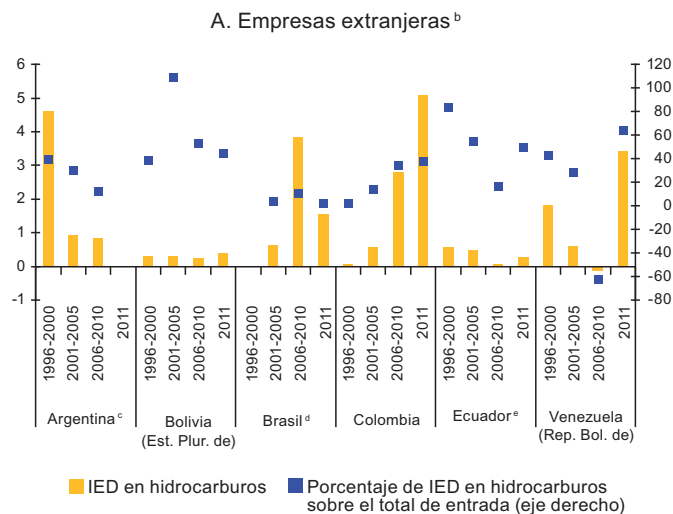
Asimismo, algunas empresas —sobre todo estadounidenses y europeas— vendieron sus activos en la región. Mientras tanto, ha ido aumentando el interés de empresas (principalmente estatales) de China, la India y otras economías emergentes para realizar inversiones en la región.

La asociación entre compañías privadas y estatales en proyectos relacionados con los hidrocarburos no convencionales en la Argentina, los yacimientos del presal en el Brasil o el crudo extrapesado en Venezuela (República Bolivariana de), entre otros, se enfrenta a desafíos para el cumplimiento de sustanciales compromisos de inversión en exploración y producción, que ascienden a cerca de 500.000 millones de dólares para el próximo quinquenio (véase el cuadro I.3). Con fines comparativos se estima que para el desarrollo sostenible solamente de gas natural serían necesarios cerca de 500.000 millones en los procesos de exploración y producción y de 100.000 millones de dólares en los procesos de distribución, refinación y comercialización durante los próximos veintitrés años¹⁷.

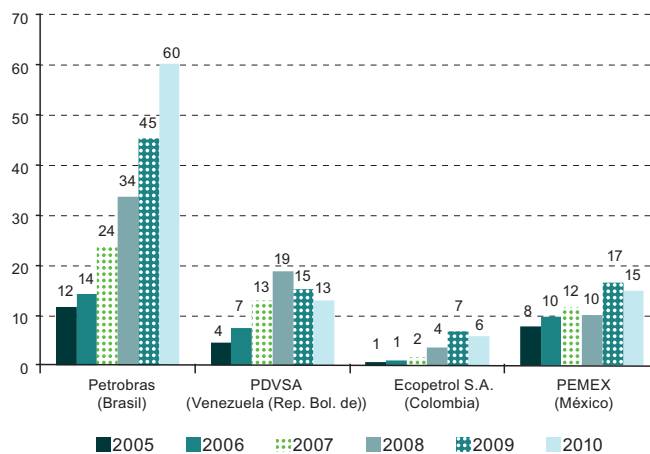
¹⁶ Entendiéndose por progresividad del marco fiscal al aumento más que proporcional de la carga fiscal (X) ante incrementos de la renta petrolera (Z), definida esta última como el valor de la producción a precio internacional neto de costos de producción. Complementariamente, la progresividad se entiende como el aumento de la tasa efectiva fiscal o *government take* ($A = X/Z$) ante aumentos de Z .

¹⁷ AIE, 2012.

Gráfico II.10
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): INVERSIÓN EXTRANJERA
 Y ESTATAL EN HIDROCARBUROS, 1996-2011^a**
(En miles de millones de dólares y porcentajes)



B. Empresas estatales^f



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; y Standard & Poor's, “Big spenders Latin America’s national oil companies, Petrobras and PEMEX”, diciembre de 2011.

^a Bolivia (Estado Plurinacional de) y el Brasil consideran las inversiones recibidas y no las desinversiones para el sector, mientras que los demás países consideran las inversiones netas recibidas, lo que explica los montos negativos del Ecuador en 2006 y Venezuela (República Bolivariana de) en 2004, 2006 y 2007. No se incluye información sobre el Perú, ya que los datos del período son incompletos.

^b La inversión de empresas extranjeras (IED) corresponde a los montos anuales promedio de los períodos. Se consideran los montos de inversión en nuevas plantas (*greenfield investment*) y fusiones y adquisiciones de empresas o activos por parte de empresas no residentes en el país declarante.

^c No se cuenta con información sobre el año 2011.

^d No se cuenta con información sobre el período 1996-2000.

^e Los datos sobre el Ecuador corresponden al total de recursos naturales.

^f La inversión de empresas estatales corresponde a gastos de capital en procesos de exploración, producción, refinación, distribución y comercialización a nivel mundial.

Cuadro II.3
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): PLANES DE INVERSIONES EN EL FUTURO, HASTA 2017^a
(En miles de millones de dólares)

	Exploración y producción		Adición en producción a 2020		Refinación, transporte y gas natural licuado (GNL)		Adición en refinación a 2020		Socios
	Concepto	Valor	Concepto	Valor	Concepto	Valor	Concepto	Valor	
Argentina	Desarrollo de recursos no convencionales (794 de Bpc de gas natural) en Neuquén, Chubut y Santa Cruz Recuperación de pozos maduros	35-49	0,2 MMbd (aumento del 29%) en petróleo y líquidos 24 MMmcd (aumento del 23%) en gas natural	1	Gasoducto del Noreste Argentino Utilización plena de refineries	20 MMmcd en capacidad de transporte 37% en producción refinada de nafta y gasoil	YPF CNOOC Chevron Petrobras Sinopec		
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Desarrollo de campos Caipipendi, Itaití e Incahuasi Exploración en Itaguazurenda 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	3-4	Planta petroquímica de urea y amoniaco Ampliación de redes de transporte Ampliación y construcción de refineries	1 000 t de urea y amoniaco 0,04 MMbd (aumento del 80%) en capacidad de refinación	YPFB Petrobras Repsol Total		
Brasil	Desarrollo de campos mar adentro de crudo presal (50 000 MMb de crudo) en reservorios Campos, Espírito Santo y Santos	280 (118 por Petrobras, 45% para presal)	3 MMbd (aumento del 140%) en petróleo y líquidos 70 MMmcd (aumento del 150%) en gas natural	95 Petrobras	Planta de regasificación de GNL en Ceará y Río de Janeiro Refineries para crudo de presal	1,1 MMbd (aumento del 58%) en capacidad de refinación	Petrobras BG Exxon Mobil Statoil Repsol Sinopec Shell BP		
Colombia	Ecopetrol, con más de 16 millones de hectáreas de concesión exploratoria	27 Ecopetrol	0,25 MMbd (aumento del 30%) en petróleo y líquidos 7 MMmcd (aumento del 22%) en gas natural	6 Ecopetrol	Ampliación de refineries de Cartagena y Barrancabermeja	0,2 MMbd (aumento del 60%) de diésel y gasolina	Ecopetrol		
Ecuador	Perforación en Auca, Shushufindi y Cuyabeno Recuperación mejorada en campos maduros	3	0,1 MMbd (aumento del 20%) en petróleo y líquidos	n.d.	Construcción y ampliación de refineries de Manabí y Esmeralda	0,3 MMbd	Petroecuador, Petroamazonas ENI Repsol		

Cuadro II.3 (conclusión)

	Exploración y producción		Adición en producción a 2020		Refinación, transporte y gas natural licuado (GNL)		Adición en refinación a 2020		Socios
	Concepto	Valor	Concepto	Valor	Concepto	Valor	Concepto	Valor	
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	7	Gasoducto Andino Sur Gasoducto Norandino Ampliación de la refinería Talara Petroquímica	7	Modernización en refinería 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)	Desarrollo de la faja petrolífera del Orinoco en regiones de Junín y Carabobo Desarrollo mar adentro de campos de gas natural en áreas de Plataforma Deltana y Mariscal Sucre	143	2 MMbd (aumento del 75%) en petróleo y líquidos 35 MMmcd (aumento del 40%) de gas natural para GNL		GNL de áreas Mariscal Sucre y Plataforma Deltana			PDVSA CNPC ENI Chevron Repsol Statoil Total Consorcios con diversas compañías rusas e hindúes	

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

Nota: MMmcd: millones de metros cúbicos al día; MMbd: millones de barriles al día; Bpc: billones de pies cúbicos; MMB: millones de barriles.

^a Los datos de exploración y producción para la Argentina y Venezuela (República Bolivariana de) corresponden a estimaciones y pueden incluir inversiones en procesos de refinación, distribución o comercialización.

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.

El monto de Colombia sólo corresponde a Ecopetrol, si bien resulta significativo al poseer la empresa cerca del 70% del mercado colombiano. No se cuenta con información de otros operadores.

E. PRINCIPALES TENDENCIAS OBSERVADAS: PRODUCCIÓN, CONSUMO Y RESERVAS

- i) El alza de precios y la actividad en la industria no fueron suficientes para que se produjera un aumento sostenido de las reservas ni de la producción acordes al crecimiento del consumo regional. Es necesario buscar incentivos adicionales para impulsar un mayor volumen de inversión (pública y privada) en actividades de exploración y producción. El Brasil y Colombia fueron dos de los países que escaparon de esta tendencia regional, ya que lograron atraer inversión para el desarrollo de actividades de exploración y producción que mejoraron su posición en cuanto a reservas y relación entre producción y consumo.
- ii) La producción declinante y el continuo aumento del consumo pueden provocar una reducción de los volúmenes destinados a la exportación. El consumo regional muestra indicios de ser menos elástico ante variaciones de precios, en particular en países como Venezuela (República Bolivariana de), el Ecuador, Bolivia (Estado Plurinacional de) o la Argentina.
- iii) Para los países que tienen una gran dependencia fiscal de las exportaciones de hidrocarburos y gastos significativos correlacionados, esta tendencia puede acarrear mayores riesgos de déficit fiscal, aumento de deuda y una eventual reducción de reservas internacionales netas, entre otros.
- iv) Con excepción de Venezuela (República Bolivariana de) y el Brasil, las caídas en América Latina de la relación entre reservas y producción y la insuficiente tasa de reemplazo de reservas a lo largo de la década ponen en riesgo la abundancia del recurso y la posición exportadora regional para el futuro. Colombia, además de mantener niveles reducidos de abundancia, enfrenta como desafío la necesidad de incrementarlos por medio de la inversión
- v) Una tarea pendiente consiste en crear condiciones regulatorias, tecnológicas y de inversión que permitan el desarrollo de reservorios no convencionales en la Argentina, yacimientos de presal en el Brasil o crudos extrapesados en Venezuela (República Bolivariana de).

F. MARCO CONTRACTUAL, RENTA ECONÓMICA E INGRESOS FISCALES

Los regímenes fiscales petroleros que se aplican bajo el sistema de concesión y el sistema contractual¹⁸ 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. Dentro de un contrato de concesión, los ingresos para el gobierno provienen de la recaudación de regalías e impuestos. Por otro lado el sistema contractual se caracteriza porque 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.

¹⁸ Asimismo, el sistema contractual se subdivide en 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 se puede subdividir en un contrato de servicio puro y un 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 del mercado.

Para lograr que el sistema sea progresivo se utilizan mecanismos como regalías escalonadas con relación al volumen o al valor de la producción, 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 ocasionan una regresividad fiscal del sistema (Johnston, 1994). Por todo ello, el sistema fiscal presenta serios desafíos y su diseño resulta complejo¹⁹.

Con el objetivo de maximizar la apropiación de la renta económica, los Estados pueden exigir a las empresas productoras pagos en 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: 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 (donde generalmente se encuentran las regalías) es la facilidad de cobro. Sin embargo, podría presentarse el problema de que las alícuotas fijas no coadyuvasen 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 probabilístico²⁰, 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 permitirían 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 por problemas de información sobre la estructura de costos del operador.

Algunos países como el Brasil, Colombia y el Perú intentan aprovechar las virtudes de los dos mecanismos a través de impuestos a la producción y regalías con alícuotas variables en función de criterios de fácil verificación, como el nivel de producción, el precio de venta, la profundidad de los pozos u otra variable que esté relacionada con la estructura de costos (véase el cuadro II.4) (Medinaceli, 2010).

La renta petrolera está determinada por tres variables: el precio al que se vende el hidrocarburo, el volumen de producción que puede alcanzarse en un momento determinado y los costos de extracción (de capital y de operación). Partiendo de esa consideración, 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, producción y costos de extracción dan como resultado rentas petroleras distintas. Sin embargo, durante la última década el choque de precios fue el principal determinante para un aumento tanto de la renta petrolera como de las exportaciones y los ingresos fiscales, aun para aquellos países que experimentaron un descenso de la producción.

¹⁹ También existe evidencia de que a nivel mundial y regional la aplicación de las mismas condiciones fiscales a campos pequeños y grandes, mar adentro o terrestres, al inicio de la producción y 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, mar adentro y al inicio del proyecto. Véase Khelil (1995).

²⁰ Árbol de decisiones u opciones reales.

Cuadro II.4

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): SISTEMAS FISCALES PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, 2011

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Argentina	Los contratos vigentes en la Argentina son de tipo concesión, por lo que la empresa que desea realizar el emprendimiento debe pagar un bono al Estado cuando se firma el contrato de exploración o cuando comienza la etapa de producción, además de pagar una regalía al Estado y cubrir todos los costos de operación y capital	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	Existe un impuesto sobre las ganancias del 35%. También existen el Impuesto a los Sellos, del 0,5%, el Impuesto sobre Créditos y Débitos Bancarios, del 1,2%, el Impuesto sobre los Bienes Personales, del 1,25% y el Impuesto al Valor Agregado (IVA), del 21%
		Cánones o derechos de exploración	Gravar las actividades de exploración y búsqueda de reservas de hidrocarburos líquidos y gaseosos	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 líquidos y gaseosos. 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 en su aplicación: 1) Se calcula la alícuota 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 alícuota nominal que se aplica es del 45% y, en caso de que dicho precio internacional sea inferior a 45 dólares por barril, se determinará la alícuota en 90 días. Cuando el precio internacional es mayor que el de referencia, la alícuota se determina obteniendo el porcentaje de la diferencia y ese resultado se suma al 45% mínimo de alícuota aplicable 2) Se determina la alícuota efectiva que debe aplicarse mediante la siguiente expresión: $1/(1+\text{alícuota nominal})$, el resultado obtenido es el que se aplica a la base imponible	

Cuadro II.4 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Producción compartida, operación y asociación. Actualmente hay 44 contratos de operación que se refieren a actividades de exploración y explotación. Sin embargo, existen también contratos de sociedad de economía mixta en áreas exploratorias	Regalías y participación en el Tesoro General de la Nación	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Explotación y producción de hidrocarburos	Para el mercado interno: cantidad total producida por campo y producto, sea líquido o gaseoso, por el precio medio ponderado de ventas en el mercado interno, por el porcentaje de asignación de estas ventas sobre las ventas totales. Para el mercado externo: cantidad total producida por campo y producto, sea líquido o gaseoso, por el precio medio ponderado de ventas en mercado externo por el porcentaje de asignación de estas ventas sobre las ventas totales	Sobre la base imponible, valor de la producción en el punto de fiscalización; se aplica el 18%. Ese porcentaje deberá repartirse según los siguientes porcentajes: a) 11% para el departamento productor b) 1% de regalía compensatoria para los departamentos de Beni y Pando c) 6% para el Tesoro General de la Nación	Adicionalmente 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		Misma base imponible que las regalías		Sobre la base imponible, valor de la producción en el punto de fiscalización. Se aplica el 3,2%
		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. Deerece cuanto mayor es la producción del operador
	Patentes		Explotación de hidrocarburos de propiedad nacional	Explotación de hidrocarburos de propiedad nacional	Área explotada		

Cuadro II.4 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Brasil	Se utiliza el sistema de concesión, mediante el cual otorga a los inversionistas particulares el derecho de explorar y explotar el recurso, y se licitan o subastan las áreas petroleras	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 pagan 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 (ANP), que fija en el contrato de concesión el valor definitivo	
	Participaciones especiales		Imponer una participación especial a los campos de gran producción o alta rentabilidad	Rentabilidad superior a lo fijado por la ANP	Valor de la producción una vez descontadas las regalías, las inversiones en exploración, los costes 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 trimestral de cada campo de acuerdo a la ubicación, el número de años de producción y el volumen de producción	Oscilan entre el 10% y el 40%	
	Bonos de signature		Monto 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 del valor establecido por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) al convocar a la licitación	
	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, definidos en cada contrato	
	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	1%	
Chile	Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) de forma exclusiva o en asociación con la empresa estatal 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 una vez iniciada la producción. Esta retribución se satisface con una parte de la producción	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 los ingresos totales menos los gastos totales y se refleje como utilidad imponible en los resultados anuales	17%	Además, se aplican las disposiciones de la Ley sobre el Impuesto a las Ventas y Servicios, contenida en el Decreto Ley N° 825 del año 1974, que fijan el impuesto al valor agregado en un 19%

Cuadro II.4 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Colombia	Contratos de asociación. La explotación se ejecuta a cuenta y riesgo del socio privado y se da en un período de explotación comercial conjunta de 22 años, en los casos en que Ecopetrol decida participar en la explotación de los campos. Contratos de concesión donde 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, asimismo 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	
		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 cinco 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. Presentan como característica principal una participación activa de la empresa estatal Petroecuador, que se constituye como socio en varios contratos de servicios	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	Variable del 12,5% al 18,5%	

Cuadro II.4 (conclusión)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicota	Otros tributos
Perú	Contratos de licencia, 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 fiscalizada de hidrocarburos	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%
Venezuela (República Bolivariana de)	Ley Orgánica de Hidrocarburos y reformas que establecen el contrato de empresa mixta con participación accionaria de PDVSA de al menos el 60%. Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. No existe límite para la cuota privada en contratos de exploración 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	La misma base que las regalías	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 mil (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 realizado 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 con el precio presupuestado o el precio límite de referencia	Exportación o transporte al exterior de hidrocarburos líquidos o gaseosos a cualquier PDVSA o a cualquiera de sus filiales por un monto superior al presupuestado	Volumen de hidrocarburos exportados, tras deducir los importados que se usan en el proceso productivo	Proporción de la diferencia entre el precio internacional y el precio presupuestado o el precio límite de referencia (70 dólares/Bbl). 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.

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

A raíz del ciclo favorable iniciado en 2003, la renta económica por barril de crudo exportado (el precio internacional menos el costo de extracción unitario en boca de pozo) ha crecido sostenidamente, aunque en menor magnitud que el aumento de renta registrado en el sector minero. En el cuadro II.5 se muestra la evolución de la renta del sector y su apropiación por medio de los regímenes fiscales y contractuales de los distintos países. Se contrasta el período de mayor auge de precios (2004-2009) con el período previo (1990-2003) para un grupo de países de la región, incluidos los principales exportadores. En las dos primeras columnas se muestran el cambio del PIB sectorial y la renta económica del sector como porcentaje del PIB total en ambos períodos.

Cuadro II.5
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): INDICADORES Y APORTE FISCAL
DEL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS, 1990-2009
(En porcentajes)

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

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Base de datos CEPALSTAT, 2012.

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

^b Los ingresos gubernamentales se refieren al Gobierno general.

^c Datos desde 1997.

^d No se consideran los datos anteriores a 2004 debido a errores estadísticos. Solo se incluyen datos de producción de hidrocarburos en porcentaje del PIB correspondientes al período 2000-2007. Los datos sobre aportes del sector de los hidrocarburos están disponibles desde 1997.

^e Los datos de producción de hidrocarburos incluyen el período 1993-2007. Los ingresos gubernamentales se refieren a ingresos totales del sector público no financiero.

^f No se consideran los datos anteriores a 2009 debido a errores estadísticos. Los datos de producción de hidrocarburos incluyen el período 2003-2009. Los ingresos gubernamentales se refieren al total de ingresos presupuestarios del sector público e incluyen ingresos tributarios y no tributarios.

^g Datos desde 1998.

En la tercera y cuarta columna se muestran, respectivamente: i) el aporte fiscal del sector de los hidrocarburos como porcentaje de la renta estimada del sector, y ii) el mismo aporte fiscal como porcentaje del total de los ingresos fiscales en cada país. En los dos casos el aporte fiscal del sector de los hidrocarburos incluye los impuestos y regalías pagados al Estado por la exploración y producción de

petróleo y gas natural, sin incluir los impuestos en concepto de distribución y comercialización de combustibles a nivel nacional²¹.

El comportamiento de la participación estatal en las rentas del sector de los hidrocarburos, en combinación con otros indicadores del aporte fiscal del sector, se caracteriza por los siguientes hechos estilizados:

- i) En general, la participación estatal como porcentaje de la renta económica del sector de los hidrocarburos es superior a la del sector minero. Es decir, en la mayoría de los países petroleros se logra apropiar para el Estado un porcentaje mayor de la renta económica sectorial que en los países mineros.
- ii) Durante el período 2004-2009 la dependencia de los ingresos fiscales totales en los aportes del sector de los hidrocarburos en comparación con el período previo a 2004 se incrementó en Bolivia (Estado Plurinacional de) (del 11,5% al 27,4%), el Brasil (del 8,2% al 9%), Colombia (del 9,4% al 14,2%) y México (del 30% al 35,8%). Apenas varió en el Ecuador (pasó del 30,7 al 29,4%) y el Perú (del 3,7% al 3,2%), mientras que disminuyó en Venezuela (República Bolivariana de) (del 56,3% al 44,9%).
- iii) En el Estado Plurinacional de Bolivia, el aporte fiscal promedio del sector de los hidrocarburos como porcentaje de los ingresos tributarios totales se incrementó en más del 100% entre el período 1990-2003 y 2004-2009, pasando del 11,5% al 27,4%. Este indicador está relacionado con el cambio del régimen tributario aplicado al sector de los hidrocarburos —mediante la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos y un régimen de regalías ampliado—, acompañado de precios más elevados y mayores volúmenes contractuales de exportación de gas natural con destino a la Argentina y el Brasil.
- iv) En Colombia, el aporte fiscal del sector de los hidrocarburos sobre el total de los ingresos fiscales se incrementó cerca de un 50% entre los períodos 1990-2003 y 2004-2009, pasando del 9,4% al 14,2%, respectivamente. Estos indicadores son consistentes con el desarrollo que ha tenido el sector petrolero en el país y con la expansión de la producción de crudo durante los últimos años.
- v) Los aportes fiscales del sector de los hidrocarburos como porcentaje de la renta económica estimada para el sector oscilaron en un rango comprendido entre el 24% y el 58% durante el período previo a 2004, y en un rango de entre el 30% y el 42% en el último período (2004-2009) para el conjunto de los países, con excepción del el Brasil y México. Por otra parte, en Bolivia (Estado Plurinacional de), el Perú y, en menor grado, el Ecuador se observa que la participación, expresada como porcentaje de la renta económica total del sector, fue menor durante el último período (2004-2010), que en el período previo a 2004.

²¹ Vale la pena mencionar algunos de los supuestos y particularidades del cálculo que eventualmente podrían dar lugar a una sobrestimación o subvaluación o apuntar a una mayor volatilidad de la participación estatal en la renta económica (*government take*).

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

Asimismo, existe un rezago entre el año fiscal y el año calendario. El primero se usa en referencia a la recaudación de los ingresos fiscales por regalías e impuestos, mientras que el segundo se emplea para el cálculo de la renta económica. Por lo tanto, las recaudaciones fiscales en un período pueden estar relacionadas con bases imponibles (y, por ende, con rentas económicas) de períodos anteriores.

Dado que el último período se distinguió por precios altos y una mayor renta proveniente de los hidrocarburos como porcentaje del PIB, parecería que el régimen fiscal en los países observados exhibió características regresivas. Es decir, la participación gubernamental en las rentas de los hidrocarburos, medida como ingresos en porcentaje de la renta económica, se redujo a pesar de que los ingresos fiscales y la renta económica hubieran aumentado en casi todos los países.

Este comportamiento puede deberse a diversas causas, entre ellas el aumento de los costos de producción, que determinaría que las utilidades de las empresas petroleras (sobre todo las que pagan el impuesto sobre la utilidad corporativa) no crecieran en la misma proporción que la renta económica estimada para el sector²². También podría obedecer a la existencia de regalías fijas no escalonadas o de alícuotas impositivas inelásticas al precio (o rentabilidad), que pueden ocasionar que el ajuste del régimen fiscal aplicado al sector sea mucho más lento ante variaciones de la renta económica del sector motivadas por el mercado.

²² Un alto nivel de inversión depreciada y pagos de intereses elevados a causa de un 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.

Capítulo III

**POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL DESARROLLO DEL AGUA POTABLE
Y LA HIDROELECTRICIDAD EN LA UNASUR****INTRODUCCIÓN**

Los países de la UNASUR poseen alrededor de un 30% de los recursos hídricos renovables del mundo. Esta cantidad corresponde a más del 70% del agua de América Latina y el Caribe. La distribución de las precipitaciones a través de la UNASUR es muy desigual y por ello existen algunas zonas sumamente áridas. La distribución estacional y la variación anual de las precipitaciones también son irregulares, por lo que hay zonas con exceso de agua en algunas estaciones y graves sequías en otras. Otra característica general importante de la UNASUR es la concentración de las actividades económicas y de la población en las zonas secas y subhúmedas.

Aunque en el caso de los países de la UNASUR no correspondería hablar de una escasez del agua en el sentido físico absoluto, sí es importante reconocer que, en muchos casos, la organización de sistemas para su gestión es débil o está ausente. Esta situación se ha confirmado en el cuarto Informe del Programa Mundial de Evaluación de los Recursos Hídricos (2012) de las Naciones Unidas, en el que se hace presente que, sin perjuicio de la tradición regional en la gestión de los recursos hídricos, persiste la incapacidad para establecer instituciones capaces de gestionar los temas del agua en condiciones de creciente escasez y conflicto.

El cambio climático y la demanda antropogénica han puesto en tela de juicio la renovación del recurso hídrico. Las sequías se están agudizando en la costa pacífica del continente. Esto conlleva una reducción de la dotación hídrica para varios usos en las zonas afectadas. Por otro lado, las grandes avenidas de agua, en forma de tormentas, ciclones y huracanes, provocan excesos en la cantidad de agua precipitada que, si no se gestionan correctamente, producirán complejos problemas en la operación y el mantenimiento de la infraestructura instalada.

El proceso de desarrollo de los países de la UNASUR se caracteriza por un uso intensivo de los recursos hídricos. Si el patrón de desarrollo de la región emula el de los países desarrollados, la demanda industrial debería aumentar y la agrícola disminuir. Si a lo anterior se suma un aumento de la demanda energética y la presión por que sus fuentes sean renovables y sostenibles, el agua será un recurso sometido a una fuerte presión.

El agua potable en los países de la UNASUR representa entre el 10% y el 20% de las extracciones totales y tiene como principal función sostener la vida humana. De aquí que su acceso y disfrute sean reconocidos como un derecho humano¹. Igualmente esencial es el agua para los ecosistemas, que además la captan y producen. De esta manera, el agua potable y el agua destinada a los ecosistemas normalmente tienen prioridad en la asignación de los recursos hídricos. En consecuencia, estos preceden en importancia a los usos para agricultura, turismo, minería, industria y energía.

¹ El 28 de julio de 2010, en virtud de la resolución 64/292, la Asamblea General de las Naciones Unidas reconoció explícitamente el derecho humano al agua y al saneamiento, reafirmando que un agua potable limpia y el saneamiento son esenciales para la realización de todos los derechos humanos.

Una vez despejados los usos prioritarios, aparecen preguntas sobre cómo asignar el agua restante. Hay múltiples soluciones, pero existe consenso a nivel mundial de que la asignación 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, en lo que se conoce como la gestión integrada de los recursos hídricos (GIRH) (Solanes y Jouravlev, 2005).

La hidroenergía ha comenzado a tomar preponderancia en las agendas públicas de los países de la UNASUR, dada la alta disponibilidad del recurso con potencial hidroeléctrico —técnica y económicamente aprovechable— y el futuro escenario de volatilidad del petróleo. Las posibilidades de generación hidroeléctrica en la región alcanzan los 590 GW, de los cuales casi la mitad se encuentra en el Brasil. Aunque en un nivel más modesto, Colombia, el Perú y Venezuela (República Bolivariana de) también cuentan con importantes potenciales hidroeléctricos. La capacidad instalada alcanza actualmente los 137 GW, lo que corresponde al 23% del potencial hidroeléctrico de los países de la UNASUR.

La debilidad e insuficiencia institucional —deficiencias de marcos legales, organismos reguladores y sistemas de gobernabilidad— no permite encauzar y coordinar las necesidades económicas, sociales y ambientales de los diferentes usuarios y partes interesadas, lo que genera inestabilidad en materia de usos de agua con fines de generación hidroeléctrica. Esto se ve reforzado por leyes de aguas que no se han hecho cargo de la creciente competencia por el recurso, sobre todo en cuencas fuertemente intervenidas y con desarrollo económico concentrado. Una manifestación de esto se observa en el incremento de los conflictos socioambientales relacionados con grandes proyectos hidroeléctricos y mineros. Por lo tanto, urge que los países de la UNASUR comiencen a enfrentar el desafío que representa el desarrollo del sector hidroeléctrico desde una perspectiva integrada, con una gobernabilidad hídrica consolidada y participación de todas las partes interesadas, y resuelvan caminos institucionales de solución y prevención de estos conflictos.

El 95% de la población de la UNASUR tiene acceso a fuentes mejoradas de agua. Destacan los casos del Uruguay (100%), el Brasil (98%), la Argentina (97%) y Chile (96%). Las coberturas más bajas se presentan en el Perú (85%), el Paraguay (86%) y Bolivia (Estado Plurinacional de) (88%). Mucho peor es la situación del saneamiento básico, que en promedio alcanza a un 80% de los habitantes de la UNASUR. Los países con mejores niveles de cobertura son el Uruguay (100%) y Chile (96%), y el menor grado de cobertura corresponde a Bolivia (Estado Plurinacional de) (27%), el Paraguay y el Perú (ambos con 71%). Es importante tener presente que los niveles de cobertura son sistemáticamente menores en áreas rurales y en grupos de bajos ingresos, y que los datos de acceso no consideran la calidad de los servicios —potabilidad, intermitencia y soluciones tecnológicas utilizadas— que presentan significativas diferencias entre países y dentro de ellos.

Al respecto, cabe recordar que la calidad de los servicios, incluso en áreas importantes de las principales ciudades de los países de la UNASUR, no siempre es buena. Por ejemplo, muchos sistemas de abastecimiento de agua potable tienen problemas de intermitencia, y la población cubierta con sistemas adecuados de vigilancia y control de la calidad del agua es muy limitada en las ciudades y prácticamente inexistente en las áreas rurales. 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 casos, las aguas residuales se descargan sin tratamiento previo a cursos de agua causando contaminación hídrica de ríos, lagos y costas.

La UNASUR en su conjunto ya ha alcanzado los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) en cobertura de fuentes mejoradas de agua (meta 7C). Aunque algunos países aún no han logrado su meta nacional, para 2015 es muy probable que todos la alcancen (con las posibles excepciones de Colombia y Venezuela (República Bolivariana de)). En contraste, el panorama de cumplimiento de los ODM en

relación con el saneamiento básico no es tan positivo: solo cinco países (Chile, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de)) han logrado la meta establecida, mientras que es muy poco probable que el resto la alcancen.

En el presente documento se revisa la situación de la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento, y de la hidroenergía y se proponen medidas concretas para enfrentar los desafíos pendientes.

A. PRESTACIÓN EFICIENTE, EQUITATIVA Y SOSTENIBLE DE LOS SERVICIOS DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO

Los servicios de agua potable y saneamiento cumplen un rol fundamental en la preservación de la vida y la salud de las personas, así como también en la lucha contra la pobreza y la indigencia, la promoción de la igualdad de condiciones sociales, el desarrollo económico de los países y la protección del medio ambiente.

La satisfacción de la necesidad esencial de las personas de beber agua segura y de disponer de sus desechos fisiológicos de forma ambientalmente sostenible ha sido reconocida como un derecho humano (véase el recuadro III.1). Los Estados, al encontrarse al servicio de la persona humana, están obligados a realizar sus mayores esfuerzos por reducir las diferencias y deficiencias en el acceso al agua potable y saneamiento, particularmente de los grupos marginados o limitados en el uso de los servicios, con el fin de generar una mayor equidad (De Albuquerque y Roaf, 2012). A nivel internacional, así como en varias constituciones y leyes nacionales de los países de la UNASUR (como Bolivia (Estado Plurinacional de), Ecuador y Uruguay), se reconoce explícitamente el derecho humano al agua.

Recuadro III.1

DERECHO HUMANO AL AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO

El derecho humano al agua impone a los Estados la obligación de satisfacer las necesidades hídricas personales y domésticas de sus habitantes en forma suficiente, segura, aceptable, físicamente accesible y financieramente asequible. Esto último no implica la gratuidad universal de los servicios de agua potable y saneamiento sino que significa que su precio pueda ser solventado por la mayoría de habitantes. De esta forma, quienes puedan hacerlo deberán pagar tarifas que reflejen el costo total eficiente del servicio y, al contrario, quienes no puedan sufragar esos gastos deberán poder acceder a un sistema de subsidios que les garantice progresivamente consumos mínimos básicos.

Sin embargo, el derecho humano al agua no se satisface simplemente con un subsidio sino que requiere además de la construcción de instituciones regulatorias eficientes y estables. Del mismo modo, la eficiencia en la prestación del servicio es esencial para satisfacer el derecho humano al agua, puesto que al reducirse los costos aumenta su disponibilidad. Por el contrario, cuando los costos se encarecen por la ineficiencia de los prestadores, tanto públicos como privados, se atenta contra el derecho humano al agua. Ejemplos de ineficiencias más comunes son interferencias políticas en decisiones técnicas, los altos costos de transacción, las pérdidas de economías de escala como resultado de descentralizaciones sin análisis de capacidad a nivel local, la captura de la prestación por parte de grupos de interés (sean estos inversores, burocracia, sindicatos o políticos), la manipulación de la contabilidad y de los precios de transferencia, y el endeudamiento excesivo. En definitiva, eficiencia y equidad no son criterios antagónicos sino complementarios.

En este sector la eficiencia es producto de la gestión del servicio, y su promoción depende fundamentalmente del marco regulatorio, de la institucionalidad de fiscalización y control, de la voluntad política, y de las condiciones del entorno económico, social, cultural y político del país. Así, la importancia que los gobiernos asignan al derecho humano al agua se refleja en la seriedad y prolijidad con que estos abordan la regulación y su institucionalidad.

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

La decisión política de priorizar los servicios de agua potable y saneamiento no es solo un mandato moral y jurídico destinado a proteger y asegurar el cumplimiento de un derecho humano, la justicia distributiva, la paz social y la sostenibilidad ambiental, sino que es también un imperativo económico, ya que contribuye al desarrollo de los países y su inserción en los mercados globalizados.

En concordancia con los ODM, los esfuerzos de la UNASUR por aumentar el acceso a las fuentes mejoradas de agua han dado frutos. En términos de la subregión, los países han logrado superar conjuntamente la meta prevista para 2015 y han alcanzado ya un 95% de acceso a este tipo de fuente (JMP, 2012). Aunque algunos países de la UNASUR aun no han logrado su meta nacional, es muy probable que todos la alcancen para 2015 (con la posible excepción de Colombia y Venezuela (República Bolivariana de)).

En contraste, el panorama de cumplimiento de los ODM en lo que respecta a saneamiento básico dista mucho de los logros obtenidos en acceso a fuentes mejoradas de agua. Para 2010, los países de la UNASUR habían alcanzado en su conjunto un 80% de cobertura. Destacan los casos de Chile, el Ecuador, el Paraguay, el Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de), que a la fecha ya han superado sus metas nacionales. Al mismo tiempo, en la UNASUR casi 80 millones de habitantes sufren aún la indignidad e inseguridad de no tener acceso al saneamiento básico y, de ellos, más de 17 millones deben defecar al aire libre (JMP, 2012). Es poco probable que varios de los países de la UNASUR (Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), Brasil, Colombia, Guyana, Perú y Suriname) alcancen la meta de los ODM en materia de saneamiento para 2015.

La UNASUR es la subregión en desarrollo del mundo que presenta los más altos niveles de cobertura en acceso a fuentes mejoradas de agua. En cambio, en materia de saneamiento básico este grupo de países se sitúa en el cuarto lugar después del Cáucaso y Asia Central (96%), África del Norte (90%) y el Oeste Asiático (85%) (JMP, 2012).

Lo anterior se logró por la voluntad política de los países de invertir en agua potable y saneamiento. Ahora bien, si se observan las cifras de cobertura nos encontramos con una fuerte expansión durante las décadas de 1980 y 1990, que se desacelera a comienzos de la década de 2000 (JMP, 2012). Este descenso contrasta con el crecimiento económico acelerado que los países de la UNASUR experimentaron a partir del comienzo del nuevo siglo. Esto podría indicar un cierto desinterés de los países, a pesar de los desafíos que aún permanecen.

Los buenos indicadores en materia de cobertura que presentan los países de la UNASUR deben observarse con detalle ya que no consideran la calidad de los servicios (intermitencia, calidad del agua distribuida y otros), pues solo tienen en cuenta la disponibilidad de obras de infraestructura. Esto quiere decir, por ejemplo, que aun cuando una casa esté conectada a una fuente mejorada de agua o se encuentre cercana a ella, puede que esta no sea apta para consumo humano sin tratamiento adicional o que solo esté disponible en forma intermitente.

En la UNASUR no existen indicadores homogéneos sobre la calidad del servicio, aun cuando la Asociación de Entes Reguladores de Agua Potable y Saneamiento de las Américas (ADERASA) ha hecho un esfuerzo por generar estadísticas comparativas. Por ejemplo, sus datos indican que en un universo de tan solo 16 prestadores, alrededor del 90% de los análisis de agua potable cumplen con la normativa nacional (ADERASA, 2012). Desafortunadamente, solo hay estadísticas disponibles para un grupo muy reducido de mejores (y normalmente más grandes) prestadores y casi nunca en forma sistematizada, consistente ni comparable.

1. Contribución de los servicios de agua potable y saneamiento al desarrollo económico, la equidad social y la sostenibilidad ambiental

Los servicios de agua potable y saneamiento constituyen una pieza integral del desarrollo actual y futuro de los países de la UNASUR.

Tanto Lentini (2011) como Hantke-Domas y Jouravlev (2011) han resaltado la incidencia positiva y negativa (cuando no se tiene acceso o la calidad no es buena) que estos servicios pueden tener sobre la salud pública, la pobreza, la inclusión y cohesión social, el comercio, la agricultura, el turismo, la deuda pública implícita, la brecha de género y la paz social.

Desde una perspectiva económica, la inversión en el sector promueve el aumento del ingreso familiar ya que disminuye la incidencia de enfermedades de transmisión hídrica, reduce el ausentismo laboral y escolar —particularmente en las mujeres— y rebaja los costos de abastecimiento. Lo anterior redundaría en la disminución de la pobreza y la indigencia² y en la consiguiente mayor disponibilidad de tiempo para otros asuntos (esparcimiento, educación y trabajo, entre otros), lo que aumenta la productividad nacional (Hantke-Domas y Jouravlev, 2011).

En lo que respecta a la salud, resulta evidente que el consumo de agua no segura (contaminada o sin tratamiento potabilizador) aumenta la morbilidad y la mortalidad. Los más afectados son los grupos más pobres y los niños, sobre todo estos últimos debido a la alta morbilidad y mortalidad causada por enfermedades de transmisión hídrica. El agua contaminada es también una causa directa de desnutrición, puesto que las diarreas y otras infecciones alimentarias no permiten la correcta absorción de los nutrientes por el intestino (Lentini, 2010).

A todo lo anterior se suma el costo que impone a los sistemas de salud el tratamiento de esas enfermedades. Desde la perspectiva de los usuarios, particularmente de los grupos más vulnerables, el gasto para paliar esas enfermedades tiene una gran incidencia en su presupuesto doméstico. Por una parte, controlar las enfermedades de transmisión hídrica suele ser costoso, pues ante la carencia o la mala calidad del servicio, la única opción es el agua embotellada o la repartida por camiones aljibe³. Así, el presupuesto familiar disminuye al tener que destinar una parte a la adquisición de agua segura y se reduce de esta manera la disponibilidad presupuestaria para acceder a otros bienes como la educación o el trabajo. Por otra parte, el tiempo de recuperación de una enfermedad de transmisión hídrica —que podría haber sido destinado a otras actividades— es largo, lo que afecta la inserción en el mercado laboral. Además, se incurren en gastos destinados a la compra de medicinas y visitas médicas (Hantke-Domas y Jouravlev, 2011).

La inversión en saneamiento y en el control de residuos domésticos e industriales líquidos supone el vertido de estas aguas residuales de forma ambientalmente compatible con los cursos superficiales y subterráneos. Esto incide directamente en la generación de una ventaja competitiva para el país al aumentar la seguridad sanitaria y mejorar la calidad de las aguas con que se desarrolla la agricultura de riego. De esta manera se producen externalidades positivas, pues la seguridad sanitaria abre mercados

² En Lima, el hecho de conectarse a la red pública de agua potable representa un incremento del 5% en el ingreso de las familias en extrema pobreza (Garrido-Lecca, 2010). Sin embargo, si consideramos que los costos inevitables ascienden hasta un 50% de ese ingreso nominal, el incremento en el ingreso disponible sería del 10%. Además, se genera un ahorro adicional en gastos de salud —por la eliminación de episodios de enfermedad diarreica aguda— de alrededor del 4% del ingreso disponible, con lo que ya estaríamos ante un aumento de 14% en el ingreso disponible cada mes.

³ El costo de estas fuentes de abastecimiento puede llegar a ser 10 o 20 veces más caro que el suministro por red y no ofrecer el mismo nivel de calidad ni seguridad.

externos altamente exigentes y de mayor poder adquisitivo, y mejora el intercambio interno. Por su parte, el turismo se beneficia también de la seguridad sanitaria, ya que agrega una ventaja comparativa a los destinos más seguros (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 de estos servicios públicos en la vida de las personas, quienes al no poder acceder a ellos ven frustradas sus expectativas, ya sea por la falta de servicio o su mala calidad, por problemas de asequibilidad o por ineficiencias a causa de sistemas regulatorios débiles y de captura. En ocasiones, estas frustraciones producen explosiones políticas y sociales como en el caso de la “guerra del agua” en Cochabamba en 2000 o el conflicto social en Tucumán en 1997 (Hantke-Domas y Jouravlev, 2011).

En principio, los servicios de agua potable y saneamiento se perciben como un sector ligado a la infraestructura, por lo que todos sus problemas suelen ser entendidos y resueltos mediante mayor inversión en obras públicas. Pero si se observa en profundidad, el agua —y los ecosistemas— constituyen un insumo esencial que debe protegerse.

Es muy común que, tanto en el trabajo gubernamental y el debate público como en conferencias internacionales, el énfasis en materia de recursos hídricos se haga casi exclusivamente en los servicios de agua potable y saneamiento, y dicha preocupación sectorial se desvincule de la necesidad más general de mejorar la capacidad de gestión del agua como recurso natural (Dourojeanni y Jouravlev, 2002; Jouravlev, 2002). La expansión de la cobertura de los servicios significará un aumento del uso del agua, recurso por el cual ya existe una intensa competencia en muchas cuencas, principalmente en la agricultura de riego de la periferia de las ciudades ubicadas en las zonas áridas y semiáridas de la subregión. Lo mismo sucede con las descargas de aguas servidas, que son una de las principales fuentes de la contaminación hídrica que ya ha adquirido proporciones críticas especialmente aguas abajo de grandes zonas urbanas. De aquí la necesidad de disponer de buenos sistemas de gestión del agua como un requisito indispensable para poder avanzar en la solución sostenible y duradera de los problemas de agua potable y saneamiento, lo que implica, entre otros aspectos (Solanes y Jouravlev, 2005):

- i) una legislación hídrica moderna, 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;
- ii) una autoridad de agua que sea independiente de usos sectoriales, con poderes, atribuciones y recursos acordes con su responsabilidad;
- iii) un sistema eficiente de observación y monitoreo, registro y catastro de usos y usuarios del recurso, y de resolución de conflictos;
- iv) un sistema de asignación (y reasignación) del agua que promueva la inversión en el desarrollo y la conservación del recurso y, al mismo tiempo, asegure su uso eficiente y ordenado, evite la monopolización y posibilite su control en función del interés público, y
- v) un sistema de control de la contaminación hídrica que sea capaz de movilizar los recursos económicos para financiar las grandes inversiones que se requieren en sistemas de tratamiento de aguas servidas.

De esta manera, al vincularse los servicios de agua potable y saneamiento a los ecosistemas aportantes, se asegura no solo la sostenibilidad de ingentes inversiones sino también la existencia misma de asentamientos humanos. Dicho de otra forma, si no se asegura la sostenibilidad de los ecosistemas y de las fuentes de captación de agua, cualquier inversión para cumplir con los ODM corre el riesgo de perderse, lo que tendría un alto costo económico y social.

Como los servicios de agua potable y saneamiento se benefician de las externalidades positivas que los ecosistemas generan —servicios ambientales hídricos—, estos deberían también contribuir a sufragar su preservación, al igual que todas aquellas actividades que también se ven favorecidas como la agricultura de riego y la industria (minería, turismo y generación hidroeléctrica, entre otras).

Se requiere una política integral de protección de los recursos hídricos para prevenir y disminuir el impacto ambiental, así como para reparar los daños históricamente acumulados. En este contexto, el pago por los servicios ambientales puede considerarse una herramienta complementaria —especialmente en países con sistemas de gobernabilidad débiles— ya que genera señales de precio a los usuarios, quienes reconocen así el costo de oportunidad del agua y contribuyen al financiamiento de actividades de manejo de cuencas. Esto es consistente con el principio 4 de la Declaración de Dublín sobre el Agua y el Desarrollo Sostenible de 1992, en el que se establece que “el agua tiene un valor económico en todos sus diversos usos en competencia a los que se destina y debería reconocérsele como un bien económico”.

En los países de la UNASUR existen diversas iniciativas de protección de cuencas basados en pagos por servicios ambientales. Tales son los casos del Brasil, Colombia, el Ecuador y el Perú. Institucionalmente, Colombia se destaca por considerar dentro de la tarifa de los servicios de agua potable y saneamiento una tasa ambiental que busca asegurar la protección y descontaminación de las cuencas y fuentes de agua. En el caso de Chile, las tarifas incorporan el costo de adquisición de los derechos de agua necesarios para atender la demanda del servicio.

2. Políticas públicas para la eficiencia, equidad y sostenibilidad de los servicios

Los servicios de agua potable y saneamiento producen externalidades positivas, por lo que uno de los objetivos de la 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. Esta circunstancia 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 costo posible. Además, la experiencia indica que los prestadores son extremadamente vulnerables a la captura por grupos de interés, sean sindicatos, grupos políticos, burocracia o inversionistas. Por ello se debe regular este sector con el fin de asegurar que los prestadores brinden los servicios al menor costo posible (eficiencia productiva) y los consumidores puedan acceder a esos servicios a tarifas que reflejen con exactitud esos costos mínimos (eficiencia en las asignaciones).

El desempeño del sector del agua potable y saneamiento en general, y la efectividad de la regulación económica en particular, se ven condicionados por factores tanto exógenos como 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, las políticas de financiamiento, tarifarias y de subsidios, y la secuencia del proceso de reformas (Lentini, 2011).

a) Importancia de los factores externos a la regulación

La prestación de los servicios de agua potable y saneamiento se encuentra inserta dentro del quehacer nacional, por lo que no es inmune a una serie de eventos externos que pueden llegar a condicionar las políticas y el desempeño del sector. Así, por ejemplo, la estabilidad macroeconómica unida al crecimiento socioeconómico se traduce normalmente en un aumento de los ingresos de los habitantes de un país. A su vez, gracias a la mayor disponibilidad financiera, los Estados pueden invertir en infraestructura y las personas pueden pagar los servicios esenciales. El desempeño general de la economía incide además en los costos operacionales y de mantenimiento de los servicios, así como en las políticas de financiamiento. La prestación comienza a desfinanciarse y deteriorarse a medida que aumentan los costos y la población es incapaz de pagarlos, de tal manera que el déficit debe ser asumido por el Estado o por donaciones externas que en general nunca han sido una fuente importante de financiamiento del sector. Lo anterior genera una mayor dependencia del sector de las decisiones políticas y de las finanzas públicas (Lentini, 2010). Esto normalmente redundaría en un alto nivel de politización de las decisiones técnicas, lo que desvirtúa la función de la regulación económica y la eficiencia productiva de los prestadores.

La pobreza e indigencia es también una condicionante exógena al sector, ya que los pobres no pueden abonar 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 podrán autofinanciarse, con lo que dejarán de tener capacidad financiera para brindar un servicio de calidad y expandir su cobertura. De esta forma, se produce un círculo vicioso, pues la falta de financiamiento conduce al incumplimiento por parte del Estado de 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.

Otra de las condicionantes exógenas es la calidad institucional y la gobernabilidad. Los servicios de agua potable y saneamiento se encuentran insertos dentro de un Estado que no solo los controla, fiscaliza y regula, sino que se relaciona con ellos en diversos ámbitos. Por ejemplo, se han creado marcos regulatorios para fijar las reglas del juego de los prestadores, generar institucionalidad regulatoria responsable de asegurar el respeto de esas normas y someter sus actos al control judicial y administrativo. Asimismo, el sector se relaciona con el Estado desde otros ámbitos como el tributario, presupuestario, político, de la vivienda y la salud. De ahí que la calidad de las instituciones resulte crucial para un desempeño sectorial adecuado. Por ejemplo, el Estado tiene que contar con la capacidad técnica de sus autoridades, que deben ser íntegras y transparentes, además de permitir la participación pública y exigir la rendición de cuentas, condiciones fundamentales para que los prestadores tengan incentivos para proveer en forma eficiente un servicio universal de calidad.

A todo lo anterior se suma la prioridad política que tenga este sector para el gobierno y la estabilidad de las políticas públicas en el largo plazo. Lamentablemente, en muchos países de la UNASUR el sector del agua potable y saneamiento no posee una preeminencia suficiente a nivel político. Sin el debido respaldo, las inversiones, la regulación, el control, la eficiencia y la calidad de servicio ceden frente a las presiones diarias que enfrentan los prestadores. Cabe señalar que la falta de prioridad reflejaría un incumplimiento del mandato del derecho humano al agua, pues el Estado no estaría recurriendo a todos los medios a su alcance para universalizar el servicio y asegurar su calidad.

b) Situación de la regulación y los incentivos para la eficiencia

Los servicios de agua potable y saneamiento en los países de la UNASUR presentan diversos estados de desarrollo institucional. Algunos países han adoptado marcos institucionales propios en los que han separado las distintas funciones: la prestación del servicio y la operación de sistemas; la formulación

de políticas sectoriales, y su control, fiscalización y regulación. En la mayoría de los países de la UNASUR, los prestadores pertenecen al sector público y ejercen funciones a nivel nacional (como en Suriname y el Uruguay), regional, provincial o de estados federales (como en la Argentina, el Brasil y Chile) o municipal (como en Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, el Ecuador, Guyana y el Perú), pero siempre con grandes diferencias dentro de los países. En tanto, la función de formulación de políticas sectoriales se realiza a nivel ministerial, y la de control, fiscalización y regulación se asigna a organismos autónomos.

Durante la década de los noventa, el sector experimentó reformas radicales destinadas a atraer la inversión y la gestión privada, con el doble objetivo de liberar las arcas fiscales hacia otras áreas sociales —como la salud y la educación— y mejorar la eficiencia a través de la operación privada.

A partir de la década de 2000, el sector sufrió una nueva transformación con el fin de los procesos de participación privada en varios países, y en algunos casos las empresas previamente privatizadas pasaron de nuevo a manos del Estado. Sin embargo, esto no significó la modificación de la organización institucional, aunque sí provocó un debilitamiento de las entidades regulatorias en algunos países.

i) Países con marcos regulatorios e intentos de atraer la participación privada

Este grupo de países reestructuró el sector durante la década de los noventa con el objeto específico de crear las condiciones necesarias para atraer inversión privada. La lógica detrás de esta estrategia fue generar las condiciones de seguridad jurídica necesarias para que inversionistas privados pudiesen tomar el control —y propiedad en algunos casos— de las empresas prestadoras de servicios de agua potable y saneamiento. Común a esta lógica era la percepción de la deficiente prestación de servicios por parte de las empresas públicas⁴.

La ideología imperante al momento de reestructurar el sector e intentar atraer a los inversionistas era la supuesta superioridad —en el ámbito de la gestión y la inversión— de la prestación privada frente al modelo público. Un ejemplo a seguir era el caso de Inglaterra y Gales, que en 1989 habían privatizado completamente su industria de agua potable y saneamiento. Otros países en los que se inspiró la reestructuración del sector fueron los Estados Unidos, que acumulaban experiencia en regulación de la prestación privada por más de un siglo, y Francia, que entregaba la gestión —pero no la propiedad de los activos— al sector privado, por medio de contratos de diversos tipos.

Para lograr la incorporación del sector privado se recurrió principalmente a los modelos anglosajones, aunque simplificados y con una regulación más bien liviana. Existen varias razones estructurales que explican esta situación. En primer lugar, los gobiernos se consideraban irremediablemente ineficientes y corruptos, por lo que debían limitarse sus facultades, mientras que la participación privada se percibía como un fin que debía ser alcanzado a cualquier costo, pues sería ajena a esos males.

⁴ Aunque muchos argumentos sugieren que 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 inevitablemente sucede en este sector— no hay demasiados elementos empíricos que justifiquen, en términos generales, preferir uno u otro tipo de propiedad (Vickers y Yarrow, 1988). Es decir, la eficiencia en este sector depende más de condiciones institucionales y estructurales del entorno que del tipo de propiedad. La experiencia regional confirma que hay casos en los cuales diversos modelos de prestación —tanto públicos como privados— funcionan razonablemente bien y sin mayores conflictos, y otros en los cuales, por alguna razón, ningún modelo parece ser capaz de asegurar un desempeño aceptable a mediano o largo plazo.

En segundo lugar, la prioridad política en varios países era la enajenación de activos ya que esta 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 dieron en varios países en un contexto de debilidad o baja calidad institucional y problemas estructurales de las finanzas del Estado. Por esta razón, las estructuras gubernamentales tuvieron escaso poder de negociación frente a los grupos económicos transnacionales facilitadores de importantes fondos para el financiamiento del sector.

En cuarto lugar, cabe señalar la creencia, relacionada en muchos casos con la aplicación ortodoxa e inflexible de modelos ideológicos, de que en los sistemas modernos los reguladores podían servirse de información relativamente limitada y sencilla sobre los costos y la demanda, por lo que no tenían necesidad de medir la base tarifaria y la tasa de rentabilidad. En consecuencia, no era preciso desarrollar los métodos de acceso a la información que comúnmente se aplicaban 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 contratos licitativos— reduciría la necesidad de regular, por lo que no habría que preocuparse por desarrollar los procedimientos de la regulación tradicional.

Varios países de la UNASUR optaron por introducir la regulación económica (Argentina, Brasil, Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile, Colombia, Guyana, Paraguay, Perú y Uruguay), aun cuando la mayoría de los prestadores continuaron en la esfera del sector público. En la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de) y Chile se optó por privatizar a los principales prestadores. En estos países —con excepción de Chile y algunas provincias de la Argentina—, así como en el Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de) aunque con participación privada de mucho menor alcance, los operadores privados salieron durante la década de 2000, bien por conflictos sociales o políticos —provocados en algunos casos por incrementos tarifarios o incumplimientos de compromisos de ampliación de cobertura hacia sectores más vulnerables—, quiebre del equilibrio económico-financiero de contratos, decisiones estratégicas a nivel mundial de grupos controladores o cambios en las políticas sectoriales nacionales (Ducci, 2007).

En los países que no alcanzaron una escala de privatización semejante a la chilena y argentina, la participación privada se limitó a algunas ciudades o municipios —como en el Brasil (Manaos, Paraná, Petrópolis y Ribeirão Preto), Colombia (con empresas mixtas en varias ciudades), Ecuador (Guayaquil) y el Perú (Tumbes)— y contratos de construcción-explotación-transferencia (CET), especialmente para el tratamiento de las aguas servidas y la desalinización de agua de mar. En Colombia, por ejemplo, se utilizan contratos de arrendamiento y gestión, que normalmente no implican obligaciones de inversión sino que se limitan a los aspectos operativos de la gestión de los servicios. En este país también se ha experimentado con otras modalidades contractuales y se ha logrado atraer así a pequeños empresarios locales.

En muchos casos, la prestación de los servicios se descentralizó a nivel municipal. Esta tendencia, que ya se había iniciado en la década de los ochenta, responde a la creencia de que los asuntos locales —como los servicios de agua potable y saneamiento— deben ser resueltos en ese mismo ámbito, para que sea la propia comunidad quien decida sobre los temas que les benefician o les afectan, lo que resultaría en una mayor eficiencia, rendición de cuentas y aceptación social (Lentini, 2010).

Las experiencias de la descentralización no han sido del todo positivas (Vergès, 2010; Jouravlev, 2004). Los costos de inversión y operación de los servicios de agua potable y saneamiento son muy altos, por lo que las localidades pequeñas difícilmente pueden autofinanciarlos o gestionarlos en forma siquiera

regular. Además, la operación descentralizada de servicios genera pérdidas de eficiencia que solo pueden compensarse si los prestadores se integran o fusionan entre sí con el fin de producir ahorros operacionales y aprovechar las economías de escala que son muy significativas en este sector. Esta descentralización tiende a generar una dependencia de los gobiernos locales de las transferencias financieras de otros niveles de gobierno (nacional, provincial o regional). Si bien existen excepciones, estas normalmente se limitan a prestadores de grandes municipios con elevados ingresos o alta importancia política, como es el caso de Empresas Públicas de Medellín (Colombia) y del Departamento Municipal de Água e Esgotos (Porto Alegre, Brasil). A pesar de estas excepciones, los prestadores municipales tienen pocas oportunidades de proveer un servicio eficiente y en muchos casos estas situaciones han generado graves problemas. En cambio, las experiencias sectoriales más exitosas —como las de Chile y el Uruguay— se relacionan con prestación de los servicios a escala más agregada (nacional o de región administrativa).

ii) *Países con marcos regulatorios y prestación pública predominante*

En este grupo de países encontramos a aquellos que crearon marcos regulatorios, pero que han renacionalizado los servicios (muchas provincias de la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), Guyana y el Uruguay) o no han logrado atraer participación privada relevante (como el Paraguay, el Perú y Venezuela (República Bolivariana de)).

Estos países adoptaron marcos regulatorios diseñados originalmente para la regulación y el control de prestadores privados, quienes, conforme a la teoría económica neoclásica, persiguen maximizar su propio bienestar, por lo que la regulación debe incentivar conductas deseadas (por ejemplo, que los prestadores disminuyan sus costos superfluos) o desincentivar las indeseadas (por ejemplo, sancionar la mala calidad de servicio). El problema se produce al aplicar estos marcos regulatorios —sin las necesarias adaptaciones a diferencias en los sistemas de incentivos— a prestadores públicos (municipales o de propiedad del Estado), ya que el sector público actúa por diversas motivaciones, como el bienestar general, el altruismo y los intereses políticos, y no necesariamente persigue la maximización de las utilidades. De esta forma, nos encontramos con que los marcos regulatorios que consideraron herramientas económicas para controlar la maximización de utilidades de los prestadores privados no han sido completamente efectivos para fomentar la eficiencia en el sector público.

Lo anterior en ningún caso significa que la regulación económica no tenga sentido cuando el prestador sea público. Al contrario, puesto que por su naturaleza —independientemente de su propiedad— estos servicios tienden a la ineficiencia, es esencial que su desempeño se controle en forma independiente. Asimismo, se deben crear herramientas que incentiven y desincentiven a los prestadores públicos en determinadas circunstancias. También se debe tener en cuenta que esta tarea es compleja cuando el mismo Estado que presta el servicio también se autofiscaliza y autosanciona.

Dentro de este contexto, en algunos de los países de la UNASUR se observa un debilitamiento de la función regulatoria que resulta preocupante. Si los monopolios no están bien regulados tienden a la ineficiencia, lo que se ve acentuado en los prestadores públicos, pues la amenaza de fiscalización y sanción es menos probable y efectiva cuando los controla el mismo sector público. Por otro lado, muchos prestadores públicos, o sus propietarios institucionales, tienen aversión a ajustar las tarifas a los costos reales de la prestación por consideraciones políticas (Ducci y Krause, 2012). Al mismo tiempo, un gran número de reguladores no han contado con los medios técnicos, financieros y de autoridad para ejercer un control efectivo de los prestadores.

En muchos países de la UNASUR existen marcos regulatorios heredados de los años noventa, que después de las renacionalizaciones no se han modificado para enfrentar el nuevo escenario. Excepcionalmente, el marco regulatorio sí fue modificado en el Área Metropolitana de Buenos Aires y contiene algunos componentes interesantes como el énfasis en la eficiencia, en concordancia con la equidad, y la aplicación de herramientas regulatorias como la contabilidad regulatoria (Bohoslavsky, 2011)⁵. Específicamente, este último instrumento fue eficaz para mitigar varios problemas de información que había enfrentado el regulador en la época de la prestación privada. Tras la rescisión del contrato de concesión y la vuelta a la prestación pública se consideró que esta herramienta mantenía su plena validez en caso de que la gestión estuviera a cargo de una empresa del Estado (Lentini, 2009).

Dado el rol esencial de la regulación económica en el fomento de la eficiencia y la prevención de los desvíos, los marcos regulatorios no han perdido vigencia. Lo que sí ha cambiado es la naturaleza de la relación entre el regulador y el regulado, con lo que se han acrecentado los problemas propios de la industria como es el caso de la asimetría de información. Ante la escasa disponibilidad y mala calidad de la información provista por los prestadores, los reguladores no pueden desempeñar debidamente sus funciones, los gobiernos tienen grandes dificultades para formular políticas públicas que respondan de forma adecuada a la naturaleza de los problemas que enfrenta la prestación de los servicios, y la sociedad desconoce cuál es el desempeño real de los prestadores. Todo lo anterior ha generado graves conflictos que al final solo perjudican a los usuarios. Resulta paradójico que la renacionalización 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 incluso la sostenibilidad financiera.

Por otra parte, el poder político de ciertos prestadores —principalmente, empresas que operan a escala geográfica relevante—, en algunos casos apoyados por otros poderes del ejecutivo, les ha permitido simplemente ignorar los mandatos regulatorios (Ducci y Krause, 2012). Un regulador débil no tiene la capacidad de exigir el cumplimiento de sus instrucciones, puesto que por lo general los mecanismos de sanción fueron ideados para los prestadores privados y son poco efectivos en el caso de prestadores públicos⁶.

También nos encontramos con prestadores débiles, particularmente los más pequeños, que se mueven en un ambiente de escasez de recursos que hace que en la práctica no puedan cumplir con los mandatos regulatorios (Ducci y Krause, 2012). Otro caso frecuente es la rigidez normativa a la que se someten los prestadores públicos por el hecho de gestionar fondos estatales. Aun cuando los objetivos de las normas de protección fiscal sean entendibles, tienen un efecto contraproducente al entorpecer la gestión eficiente de los servicios.

⁵ En virtud de este marco, definido en la ley núm. 26.221, se entiende “como prestación eficiente aquella que, cumpliendo con los objetivos y las metas fijadas por las autoridades competentes, se base en la optimización de los recursos utilizados tanto en términos de costos unitarios de los mismos, como de cantidad de insumos utilizados, que resulten de buenas prácticas económicas y técnicas, teniendo en cuenta los costos de mercado de los insumos, dentro del país y en el extranjero, y la cantidad de insumos requeridos para cumplir objetivos similares por otras empresas de servicios de agua y saneamiento, tanto en el país como en el extranjero, en función de datos consistentes y comparables, disponibles al público, proveedores, contratistas y autoridades públicas”.

⁶ Es fundamental que las sanciones tengan una magnitud tal que el riesgo de estar sujeto a ellas elimine las ventajas de violar la regulación. Para que sea efectiva, la sanción en el caso de empresas públicas debe ser personal y no institucional (Solanes, 2007). De otro modo, las consecuencias del acto indebido benefician al infractor pero los costos son estatales. Tampoco deberían olvidarse las sanciones morales o reputacionales, como la publicación y difusión de índices comparativos de desempeño, que pueden ser buenos incentivos a la eficiencia y ayudar a atraer la atención pública hacia los problemas del sector.

En perspectiva, los marcos regulatorios de los años noventa han sido ineficaces para responder a los efectos de la renacionalización de los servicios de agua potable y saneamiento. El desafío actual es determinar cómo se controla a un prestador público —y a sus dueños institucionales— con poder político, para que no incurra en la ineficiencia que perjudica a los usuarios. Una de las posibles soluciones es fomentar la independencia, autonomía y autofinanciamiento de los prestadores, puesto que así se reducen las dependencias políticas y presupuestarias. Otra alternativa es la creación de un fondo de inversiones al que los prestadores deban concursar sus proyectos, lo que puede mejorar su eficiencia.

Fortalecer la posición del regulador también constituye un imperativo, más aún frente al prestador público empoderado, y para ello se deben entregar fuertes poderes de recolección de información, control y fiscalización. La importancia de la comparación del desempeño entre empresas (*benchmarking*) es crucial pues permite, tanto a los dueños institucionales como a los usuarios, saber con precisión qué tipo de servicio reciben. Esto genera reacciones en los usuarios, quienes actúan frente a sus representantes políticos para presionar por mejorar las condiciones de desempeño de los prestadores. La rendición de cuentas es otro mecanismo que se debe profundizar, tanto con el regulador como con el prestador, pero a un nivel mucho más sofisticado que el que se observa actualmente en la región. Una cuenta pública anual es un acto vacío si no se basa en información objetiva y consistente y no se discute abiertamente por qué se tomaron las decisiones y cómo se solucionarán los problemas a futuro mediante compromisos explícitos con los diferentes actores involucrados.

iii) Países con marcos regulatorios y participación privada sostenible

Durante los años noventa los países de la UNASUR probaron diversas estrategias para atraer la participación del sector privado. Con la salida generalizada de operadores privados internacionales, esta opción de políticas públicas únicamente siguió vigente en Chile. La participación privada en otros países de la UNASUR quedó limitada a casos más bien puntuales, de menor envergadura y que normalmente se orientaron más a la operación o transferencia de tecnología que a la inversión.

En el caso de Chile, la estructura sectorial es producto de una política pública de largo plazo, con objetivos y metas políticamente consensuadas, que ha perdurado a través de diversos gobiernos. Una vez materializada dicha política en un marco regulatorio —que desde su creación en 1989 solo se ha modificado de manera significativa en una ocasión—, su aplicación ha sido siempre objetiva y sobre una base técnica. La gradualidad con que se aplicó el nuevo modelo permitió a su regulador económico madurar y fortalecerse institucionalmente, mientras controlaba las empresas públicas antes de la incorporación del capital privado (Lentini, 2011).

La alta calidad del aparato estatal de Chile, junto a la baja intervención política en la gestión de las empresas, habría permitido a los prestadores públicos consolidarse y mejorar su eficiencia. Estos gozaron de autonomía razonable para aplicar criterios técnicos, lo que fortaleció los equipos técnicos y profesionales y evitó la alta rotación de personal y nombramientos por motivos políticos. Asimismo, gracias a la eficaz gestión de los recursos humanos, se pudo seleccionar personal directivo y profesional, lo que redundó en una organización capacitada y especializada⁷.

⁷ Un efecto virtuoso de la estabilidad en los puestos gerenciales y profesionales es que preserva la memoria institucional, profesionaliza la actividad y mantiene en perspectiva los objetivos de largo plazo (Bohoslavsky, 2011). La estabilidad en el empleo es una garantía pensada en beneficio de la organización y sus fines y no tanto del individuo, pues procura asegurar protección a los empleados contra presiones externas y someterlos a las normas que orientan la labor del prestador a favor del interés público.

Por otra parte, a la estabilidad del marco regulatorio se suma un adecuado nivel de especialización técnica y económica del regulador, que da predictibilidad al sistema (Lentini, 2011). Además, el proceso de cálculo tarifario, aunque es mejorable, no ha sufrido interferencias ajenas al regulador. Así, el modelo tarifario —basado en la micromedición y la regulación económica— genera señales a los usuarios para el uso racional del agua potable y al prestador para la gestión eficiente. En tanto, ni el regulador y ni el prestador manejan los aspectos de equidad —por ejemplo, no se permiten los subsidios cruzados— sino que se recurre a subsidios directos y focalizados a la demanda.

Antes de la privatización se definieron los objetivos y metas que se buscaban con la incorporación de la participación privada, para lo cual se fortaleció el marco regulatorio. Los procesos de venta de los prestadores se realizaron de manera abierta y competitiva. Como se optó por la venta de paquetes accionarios, la estructura de capital ha permanecido transparente para el mercado desde la privatización. La fiscalización por parte del regulador se realiza de forma profesional, con más énfasis en los incentivos para el desempeño eficiente que en el control de la gestión. Otro factor que potenció el modelo fue la transparencia de la información general que manejaba el regulador. A todo lo anterior se sumó la introducción de un sistema de contabilidad regulatoria.

Una característica importante de esta experiencia fue la privatización de las empresas estatales razonablemente eficientes y rentables, y con cobertura cercana a universal (Jouravlev, 2010). En consecuencia, existía amplia información sobre el estado de la infraestructura y su operación, que normalmente no está disponible en prestadores ineficientes o en grave situación financiera. Esto implicaba, en primer lugar, que los inversionistas podían formular ofertas racionales y que existía un menor riesgo —y, por consiguiente, un costo de capital más bajo— y una menor necesidad de futuras renegociaciones. Por otro lado, gracias a la amplia disponibilidad de información, el regulador se encontraba en buena posición para fijar tarifas que reflejaran los costos eficientes. Como las empresas ya eran eficientes y rentables, y tenían cobertura prácticamente universal, los impactos tarifarios fueron, en general, razonables —aunque las tarifas han aumentado en forma sistemática y tal vez más de lo estrictamente necesario— y se redujo la incertidumbre en procesos tarifarios posteriores, al igual que de las renegociaciones y los conflictos.

Ahora bien, el modelo chileno presenta una serie de falencias que es necesario corregir. Dada la permanente evolución de las prácticas comerciales y económicas, tanto de los prestadores como del mercado en general, debe fortalecerse la capacidad regulatoria del Estado (Espinosa, 2008). Es necesario transparentar el proceso de determinación de las tarifas, pues persiste un fuerte grado de asimetría de información a favor de los prestadores (Jouravlev, 2003). Resulta esencial también la implementación de un sistema de control de precios de transferencia entre empresas relacionadas, con miras a evitar el traspaso a los usuarios de costos ineficientes y de otras actividades que desarrollan, y de proteger la libre competencia en mercados relacionados (Hantke-Domas, 2011b). En cuanto a las inversiones, se requiere fortalecer incentivos para que los prestadores repongan la infraestructura, particularmente aquella que recibieron al entrar en 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 alto grado de asimetría de información como en términos de generación de incentivos para la eficiencia (Jouravlev, 2003).

iv) Países sin marcos regulatorios o con regulación incipiente

El Ecuador y Suriname integran este grupo de países. En el Ecuador no existe un marco regulatorio general para los servicios de agua potable y saneamiento. Sin embargo, en el único caso de participación privada —contrato de gestión en la ciudad de Guayaquil— se creó un organismo regulador local (este enfoque se aplica también en algunos municipios del Brasil). El marco regulatorio se encuentra

en un contrato, un método de regulación que debido a sus múltiples debilidades ha sido generalmente abandonado en países con sistemas regulatorios maduros (Jouravlev, 2003). Los avances en la expansión de la cobertura se han logrado, en gran parte, debido al financiamiento gubernamental.

Suriname tampoco tiene una legislación específica aplicable a los servicios de agua potable y saneamiento. La mayoría de las instituciones del sector son débiles y no disponen de recursos suficientes en términos de financiamiento ni de personal calificado (OEA, 2005). El sistema de gestión del sector se encuentra fragmentado en varias entidades entre las que existe poca coordinación y carece de un mandato legislativo claro.

Tanto el Ecuador como Suriname deberían desarrollar una legislación específica para el sector de agua potable y saneamiento. En ambos países es necesario promover reformas que permitan organizar esta industria con mayor autonomía de gestión, transparencia y eficiencia; formular planes de inversión de los prestadores; realizar una planificación estratégica del sector con miras al aprovechamiento de economías de escala; implementar regímenes tarifarios y esquemas de subsidios eficientes y focalizados para la sostenibilidad financiera y la equidad; gestionar de forma coordinada el financiamiento del sector; implantar la regulación y el control de la prestación en el marco de los incentivos para la mejora y expansión de los servicios; promover la eficiencia, transparencia y competitividad en las compras y contrataciones; impulsar la participación de la sociedad civil en el desarrollo y el control de la prestación, y utilizar la comunicación y la enseñanza para concienciar a la comunidad sobre los beneficios y el uso racional de los servicios. Se requiere, con urgencia, establecer un marco legal específico y reorganizar el sistema institucional con un ente rector y un regulador independiente, ambos con autonomía de los prestadores.

B. DESARROLLO SUSTENTABLE DE LA HIDROELECTRICIDAD (INTERFASE ENTRE AGUA Y ENERGÍA)

1. Panorama actual de la generación hidroeléctrica en la UNASUR

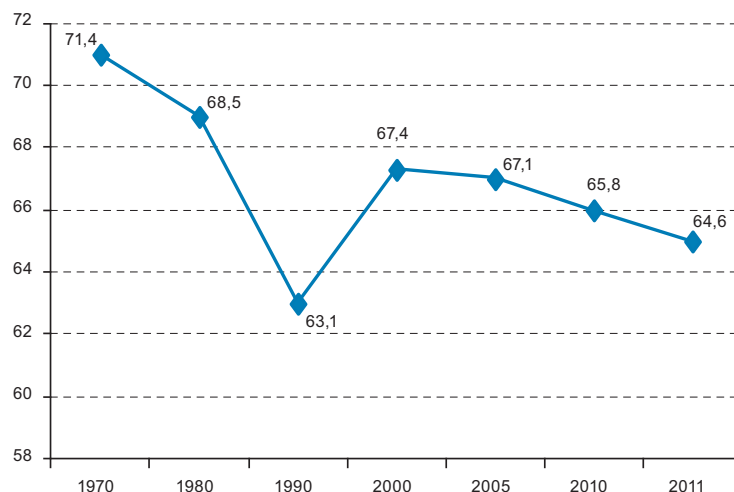
Los países de la UNASUR tienen una gran oportunidad para integrar energías renovables en sus matrices energéticas. Estas poseen varias ventajas entre las que destacan la existencia de recursos, su facilidad de aprovechamiento y su disponibilidad en la naturaleza con el paso del tiempo. De todas ellas, la energía hidroeléctrica ha venido ganando terreno en la región ya que dispone de un 30% de los recursos hídricos del mundo.

Los países de la UNASUR han seguido la tendencia mundial en cuanto a incremento de la demanda energética, por lo que el uso final de la electricidad ha aumentado en promedio un 3,5% al año, superando así la tasa de crecimiento del consumo total de energía (OLADE/UNASUR, 2012)⁸. Al igual que en el resto del mundo, los hidrocarburos siguen teniendo una fuerte presencia en la producción de energía primaria. Sin embargo, esta tendencia ha sido fluctuante: su participación cayó sostenidamente desde un 71% en 1970 hasta un 63% en 1990; posteriormente creció a alrededor del 67% entre 2000 y 2005 y, si bien bajó durante 2010 y 2011 un 65%, sigue siendo superior a la de 20 años atrás, como consecuencia de las políticas impulsadas por los procesos de reformas (CEPAL/IILA, 2010) (véase el gráfico III.1)⁹.

⁸ El consumo final de energía de América del Sur asciende a alrededor de 8 millones de barriles equivalentes de petróleo por día (OLADE/UNASUR, 2012).

⁹ Véase información sobre el desarrollo del sector hidroeléctrico en el trabajo de Hugo Altomonte en CEPAL/IILA (2010).

Gráfico III.1
UNASUR: PARTICIPACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN LA OFERTA TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA, 1970-2011
(En porcentajes)



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

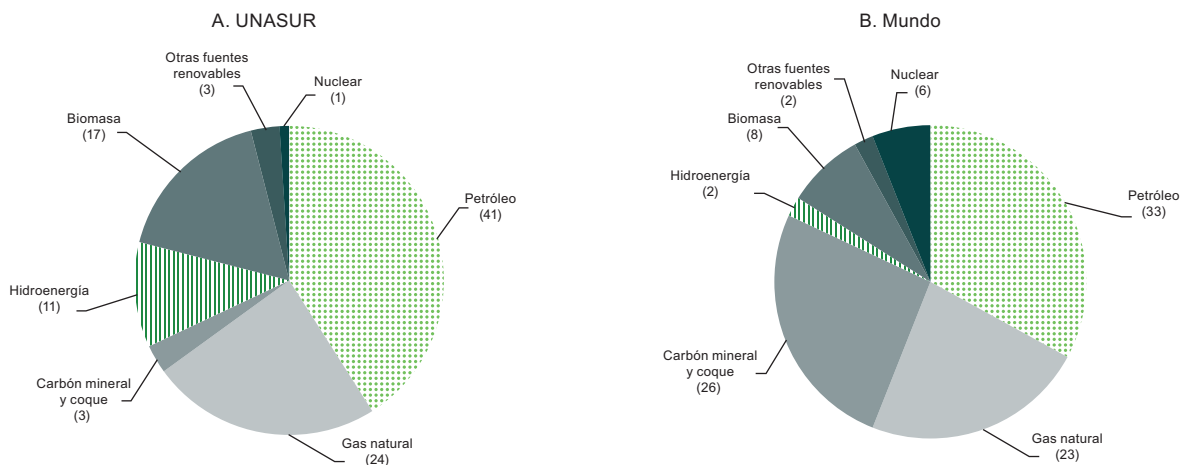
Asimismo es importante destacar que la participación de la hidroelectricidad en la matriz energética en la década de los setenta pasó del 3% al 5% para alcanzar el 6% en los años noventa y estabilizarse en esa fracción en 2000 con un máximo de casi el 7% en 2008. Este crecimiento se explica por el proceso de reformas y la dinámica de inversión en el sector eléctrico, así como por el compromiso de los países de la región de incorporar energías renovables a la oferta total de energía primaria, con el respaldo de iniciativas regionales como la Plataforma de Brasilia sobre Energías Renovables y otras iniciativas de carácter mundial¹⁰.

En 2011 la hidroelectricidad en los países de la UNASUR representó el 11% de la oferta total de energía primaria, cifra muy superior si se compara con el 2% que ocupa este sector en el mundo (véase el gráfico III.2). Por lo tanto, la hidroenergía ha venido demostrando claramente su importancia en la UNASUR, no solo por la disposición del recurso hídrico sino también por la capacidad de desarrollo en ese sector de países como el Brasil, Colombia y el Paraguay, entre otros. El caso del Brasil es algo particular ya que, según la Comisión Internacional de Represas, el 91% del total de las represas construidas (84% de capacidad de embalse) en la última década (2000-2011) en la UNASUR corresponden a ese país. Estos importantes porcentajes obviamente responden a una política estatal que ha generado un plan de desarrollo y construcción de represas para uso múltiple del agua, en especial para hidroelectricidad. La región tiene un enorme potencial técnico para el aprovechamiento de la energía hidráulica. El Brasil, por su parte, cuenta con el 12% del agua superficial del planeta y un potencial hidroeléctrico de 260 GW, de los cuales un 41% está ubicado en la cuenca hidrográfica del Amazonas¹¹.

¹⁰ A fines de 2002, la región de América Latina y el Caribe ya cumplía con las metas impulsadas en Brasilia, dado que las fuentes renovables aportaban más de la cuarta parte de la oferta total de energía. Entre estas se destacan la hidroenergía con aproximadamente un 15%, la leña con un 6% y los productos de caña con un 4%. El resto de las fuentes renovables como las biomásas (0,5%) y la geotermia (0,7%) son marginales, y las fuentes de energía eólica y solar, a pesar de utilizarse, no se contabilizan aún en la oferta de energía (CEPAL, 2004).

¹¹ Véase [en línea] <http://www.brasil.gov.br>.

Gráfico III.2
UNASUR Y MUNDO: MATRIZ ENERGÉTICA, 2010
 (En porcentajes)



Fuente: Para UNASUR, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)/Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), *UNASUR: un espacio que consolida la integración energética*, Quito [en línea] <http://www.iadb.org>; para el mundo, Agencia Internacional de la Energía (AIE), *International Energy Outlook 2011*, Washington, D.C., 2012.

La generación hidroeléctrica, al igual que las demás fuentes energéticas, ha ido en aumento y se sitúa en la actualidad en el cuarto lugar en materia de equipamiento e instalaciones energéticas de la UNASUR. Este patrón se repite para el resto de América Latina y el Caribe.

2. Sostenibilidad de la hidroenergía

La hidroenergía se puede explotar ya sea por medio de grandes obras hidráulicas (lo que se denomina energía renovable convencional), que suponen la construcción de represas para aprovechar la cabeza de caída o desnivel, o mediante el aprovechamiento del desnivel del curso de un río para instalar una central de pasada (energía renovable no convencional).

Las grandes obras hidroeléctricas encuentran en la UNASUR su mayor expresión en las centrales hidroeléctricas de Itaipú (aprovechamiento conjunto del Paraguay y el Brasil) y Yacyretá (central explotada por el Paraguay y la Argentina). De menor envergadura es la central de Salto Grande (aprovechamiento de la Argentina y el Uruguay). Tradicionalmente, se sostiene que los embalses hidroeléctricos regulan el flujo de los cauces haciéndolos más permanentes aguas abajo, lo que garantiza una adecuada oferta de agua en períodos secos, controla crecidas, permite la agricultura de tierras fértiles, la navegación y los deportes náuticos, además de generar electricidad (Mekonnen y Hoekstra, 2012).

Con todo, este tipo de aprovechamiento ha sido fuertemente criticado desde varias perspectivas. Por una parte, se asevera que los grandes embalses obligan a migrar a las poblaciones que habitan las áreas que serán inundadas; por otra, se pierden terrenos y se alteran los flujos hídricos y la calidad del agua. Todo ello afecta a las comunidades y ecosistemas aguas abajo (Mekonnen y Hoekstra, 2012). También se critica que los lagos que se forman con las grandes presas consumen agua debido a la evaporación en su superficie.

En contraste, la generación hidroeléctrica de pasada o de pequeña escala se ha promovido enérgicamente como fuente cuyos impactos sociales, económicos y culturales son mucho menores que los de las grandes presas. La principal ventaja es la menor desviación del flujo natural del agua, que hace innecesario inundar grandes áreas y evita la pérdida de terrenos. Asimismo, se sostiene que este tipo de generación sería más amistosa 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 produce impactos. Por ejemplo, implica la construcción de obras, limpieza de terrenos, desviación de aguas y establecimiento de red eléctrica —para inyectar la energía producida—, lo que puede afectar a los ecosistemas, el movimiento de sedimentos y los patrones de inundaciones (UICN, 2012). Al igual que las grandes presas, la generación hidroeléctrica de pasada produce impactos sociales relacionados con la distribución de las aguas entre diversos usos. Así, en cuencas donde se desarrollan múltiples actividades —agrícola, industrial, cultural, energética, pesca, turismo y consumo humano— tienden a generarse tensiones, ya sea por la asignación del agua o por la propiedad y uso de la tierra.

La sostenibilidad del agua como recurso natural se encuentra supeditada a tres factores. Por una parte, la falta de institucionalidad formal que se haga cargo de los problemas de asignación del agua, gestión del recurso, autofinanciamiento e influjo de los ciclos políticos y macroeconómicos. Por otra, los efectos del cambio climático implicarían, en algunas partes de la región, importantes variaciones en la disponibilidad del recurso. Un tercer factor es la protección de los ecosistemas, en la medida que, sin un decidido cuidado de las cuencas que captan agua y de los glaciares que la escurren aguas abajo, el recurso puede encarecerse debido a su menor disponibilidad y calidad ambiental e incluso escasear.

De lo anterior se desprende que si no se resuelven los problemas institucionales, no se enfrenta la adaptación de sistemas de gestión del recurso al cambio climático ni se protegen los ecosistemas aportantes, el agua como recurso puede convertirse en un foco de conflicto económico, político y social. Así, para que la generación hidroeléctrica pueda ser una alternativa energética viable es imperativo resolver antes los problemas mencionados.

a) Conflictos sociales asociados a la explotación de la hidroelectricidad

Los conflictos políticos y sociales en torno a las grandes obras hidroeléctricas son recurrentes en la UNASUR, como ha sido el caso en los proyectos de Belo Monte en el Brasil, Hidroaysén en Chile y El Quimbo en Colombia. Las discusiones se centran en cómo satisfacer la mayor demanda energética y minimizar los impactos sociales y ambientales que se generan.

Estos conflictos no son una característica propia de la UNASUR sino que reflejan un fenómeno global. En la actualidad, se considera que los efectos negativos de las grandes presas son cada vez más injustificables (WDC, 2000). Ya no se acepta que las autoridades tomen decisiones sobre las grandes obras hidráulicas y las impongan a la comunidad, sino que se requiere innovación a la hora de evaluar opciones, gestionar las obras existentes, obtener la aceptación pública y compartir los beneficios.

Otro de los problemas que enfrentan las grandes presas es su escasa contribución, una vez terminada la construcción, a las comunidades locales donde se encuentran emplazadas. Estas obras se ubican por lo general 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 recurso, sino que se refiere

a la distribución equitativa de las rentas obtenidas. Esta es una reclamación legítima que debe ser resuelta políticamente por las autoridades de cada país.

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 en relación con la asignación del caudal anual en el tiempo para otros usos que dependen del almacenamiento en embalses. Por ejemplo, en muchos lugares la generación de hidroelectricidad compite con otros usos del agua principalmente el riego porque manipula los caudales para satisfacer la demanda energética, que suele estar desfasada de las necesidades estacionales de otros usuarios.

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 la 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.

b) Situación por uso compartido de cuerpos de agua transfronterizos¹²

La experiencia histórica en los países de la UNASUR ha demostrado que la regulación jurídica de los sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos se ha realizado fundamentalmente de manera bilateral. Los acuerdos de cooperación suscritos se convirtieron en un todo normativo, en el ordenamiento jurídico que rige dicho cuerpo de agua concreto. Los acuerdos plurilaterales —como el Acuerdo Tripartito de 1979 entre la Argentina, el Brasil y el Paraguay de 1979— y multilaterales —como el Tratado de Cooperación Amazónica de 1978— constituyen la excepción. Aún así, cuando han surgido desavenencias relativas a la utilización de los sistemas hídricos entre los Estados partes de estos acuerdos, los países han optado por buscar soluciones en el ámbito bilateral.

Lo anterior se debe a la naturaleza propia de las cuencas de la región. Los extensos territorios que cubren las cuencas y sus características geomorfológicas, el distinto contexto histórico-político en que estas han sido reguladas y los diferentes usos a que se destinan sus aguas impiden establecer comparaciones categóricas en cuanto al estado de la cooperación en la UNASUR.

No obstante, dicha práctica bilateral refleja el respeto a las normas jurídicas consuetudinarias que regulan la utilización de los sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos. La prohibición de causar un perjuicio apreciable se refleja principalmente en la cantidad de proyectos de conservación ambiental y desarrollo sostenible que se están realizando en la región.

En cuanto al derecho al uso equitativo y razonable de las aguas, se ha constatado que tanto la explotación razonable como la distribución equitativa de beneficios han sido debidamente consideradas al acordar la construcción y explotación de usinas hidroeléctricas, como en los casos de Itaipú y Corpus Christi, así como al negociar la asignación de agua para riego correspondiente a cada Estado. Por el contrario, mediante el sistema de delimitación por costa seca —es decir, la instauración de fronteras y límites por la costa de aguas marítimas, fluviales o lacustres— el Estado ribereño no puede ejercer soberanía ni explotación económica sobre las aguas adyacentes. Generalmente el Estado soberano de las aguas defiende este sistema pero no el que posee las costas. Uno de los inconvenientes de este tipo de

¹² Este apartado se basa en Querol (2003).

frontera es que la línea costera varía constantemente por fenómenos estacionales. En consecuencia, mal puede un Estado utilizar las aguas de un sistema hídrico del que es parte naturalmente si no tiene acceso a sus aguas en virtud de una disposición convencional. Esta dicotomía entre la regla consuetudinaria del derecho al uso equitativo y razonable de las aguas y la norma convencional que establece el sistema de delimitación de la costa seca ha originado una controversia entre algunos países de la UNASUR.

Por otra parte, respecto a la consulta previa —por ejemplo, en la reserva argentina de derechos en el caso de Itaipú—, se pone de manifiesto el papel clave de esta medida para evitar conflictos entre los Estados que participan en un sistema hídrico o un cuerpo de agua transfronterizo determinado. Al mismo tiempo, el intercambio periódico de información entre los Estados posibilita la intensificación de la cooperación y el éxito de las acciones coordinadas en el aprovechamiento de las aguas.

De todo lo expuesto puede afirmarse que la voluntad de cooperación es la base de todos los acuerdos suscritos para el aprovechamiento de las aguas de los sistemas hídricos o cuerpos de agua transfronterizos. Aún en casos de controversias pendientes sobre límites, los países de la UNASUR han sabido aunar esfuerzos para implementar proyectos de conservación del ecosistema hídrico, tal como sucede en la cuenca del río San Juan. En otros casos, los Estados han logrado superar sus diferencias, lo que ha hecho posible el uso de las aguas del sistema hídrico para fines de navegación y la instrumentación de planes binacionales de desarrollo en la región, como sucedió en el Perú y el Ecuador con relación al Amazonas.

Cabe destacar que el éxito de los proyectos realizados en estos cuerpos de agua ha dependido principalmente de la financiación brindada por organizaciones internacionales o instituciones multilaterales de financiamiento. La financiación externa de proyectos en las cuencas del Amazonas, entre el Perú y el Ecuador, del Titicaca y del San Juan pone de relieve la importancia que tiene en la agenda regional la cooperación para el aprovechamiento de los sistemas hídricos transfronterizos.

Además, se observa una creciente preocupación de los Estados que forman parte de los sistemas hídricos de la UNASUR por instrumentar los proyectos mediante procesos participativos en los cuales se tenga especialmente en cuenta la voluntad de las poblaciones de la zona. Así se ha constatado en el proyecto hidroeléctrico Corpus Christi de la Argentina y el Paraguay. La participación pública también está presente, entre otros proyectos, en el Plan Estratégico de Acción para la Gestión Integrada de los Recursos Hídricos y el Desarrollo Sostenible de la Cuenca del Río San Juan.

Finalmente, es importante destacar que los Estados miembros de la UNASUR han manifestado la conveniencia de solucionar de manera pacífica las controversias que pudieran plantearse entre ellos con motivo de la aplicación de los acuerdos suscritos. El medio de solución elegido varía según el sistema hídrico o cuerpo de agua de que se trate. Así, en algunos casos se prevé la solución de conflictos mediante negociaciones diplomáticas directas, como en el caso de Itaipú. Otras veces se opta por recurrir a las decisiones de comisiones mixtas, como ocurre en el Amazonas entre el Perú y el Ecuador. También se han constituido tribunales arbitrales para la solución de las controversias que pudiesen plantearse en torno al proyecto Corpus Christi o en el marco del Sistema Titicaca-Desaguadero-Poopó-Salar de Coipasa, lo que demuestra un mayor compromiso de los países de la UNASUR por asegurar que la cooperación no sea solamente una expresión de voluntad sino un objetivo primordial que se traduzca en hechos concretos.

La misma naturaleza de los sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos hace necesaria la cooperación entre los Estados. La interdependencia que se precisa en los ámbitos geográfico, ambiental, social y económico para su aprovechamiento exige acciones conjuntas, aunque sea a nivel binacional. La utilización, la ordenación y el desarrollo de los recursos hídricos requieren una financiación constante y planeada que asegure la continuidad de los proyectos concretos que se realicen en la región. La cooperación

en el marco de la UNASUR, junto con la coordinación real y efectiva de las políticas nacionales de sus Estados miembros, permitirá que la suma de las prácticas concertadas a nivel bilateral en los sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos se traduzca en una cooperación en el ámbito regional con proyección internacional.

3. Propuesta para la inserción sostenible de la hidroelectricidad

En las últimas décadas la CEPAL ha promovido el uso de fuentes renovables de energía en la región. Muestra de ello ha sido la prolífera producción de información y su permanente presencia en los foros nacionales e internacionales en torno a esta temática, como la Conferencia Internacional de Energías Renovables (Bonn, Alemania, 2004). Desde la década pasada, la CEPAL ha apoyado en las instancias internacionales y, en especial, en los países de la UNASUR los mandatos emanados de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible (Johannesburgo, 2002) y de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, instancia que acordó como meta regional para 2010 utilizar al menos un 10% de energías renovables del consumo total energético.

Si bien la UNASUR ha cumplido con creces este objetivo, la región enfrenta el desafío de generar un consumo energético integrador y homogéneo, con el fin de acortar las brechas subregionales que aún persisten, a saber: la heterogeneidad de recursos naturales, estructuras de abastecimiento y consumo de energía; y la necesidad de lograr la consolidación institucional y el establecimiento de condiciones de base para impulsar políticas de promoción y penetración de las fuentes renovables.

La CEPAL planteó en 2004 una visión integral de estos problemas y una guía para la formulación de políticas, que están presentes en la actualidad en los países de la UNASUR y se estructuran en torno a cuatro iniciativas relevantes:

- i) la revaloración ambiental y social de la hidroenergía en el marco de las exigencias del desarrollo sostenible;
- ii) la contribución de las fuentes renovables de energía al desarrollo integral de las comunidades rurales;
- iii) el uso racional de la leña y la eficiencia energética, y
- iv) el papel de la biomasa y los biocombustibles.

Debido a las fuertes críticas de las que ha sido objeto en los últimos tiempos la hidroenergía asociada a medianas y grandes centrales, este tipo de energía quedó prácticamente excluida del contexto de las energías renovables, no por la intrínseca ausencia de renovabilidad del recurso, sino por sus impactos ambientales y sociales, es decir, por su falta de sostenibilidad. Cuatro factores afectan negativamente a las centrales hidroeléctricas de elevada capacidad y con grandes embalses:

- i) las emisiones de gases de efecto invernadero (metano en particular) causadas por la descomposición de la vegetación inundada;
- ii) el desplazamiento de poblaciones por la formación de embalses y la inundación de grandes extensiones de tierra;
- iii) la reducción de la velocidad de las corrientes, con 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 costeras situadas aguas abajo de la presa.

Las particulares condiciones de topografía y pluviosidad existentes ofrecen un gran potencial de aprovechamiento. Es necesario tomar en cuenta estas situaciones en el marco de las fuentes renovables para favorecer su desarrollo racional.

En cuanto a la renovabilidad de las centrales hidroeléctricas, tal vez no sería tan importante determinar una capacidad límite para su inclusión como fuentes renovables modernas o no convencionales (generalmente solo se aceptan las pequeñas centrales, con capacidades que varían entre 10 y 30 MW), sino definir una pauta mínima para aceptarlas como sostenibles, basada en indicadores económicos, sociales, ambientales y locales.

Como se indicó, el aprovechamiento de la hidroelectricidad a través de las centrales hidroeléctricas de pasada —aquellas que no necesitan embalse— no tiene por lo general impactos ambientales. Sin embargo, aunque los embalses siempre provocarán algún tipo de impacto, es simplista y muchas veces equivocado establecer una correlación directa entre problemas ambientales e hidroelectricidad. Seguramente se han observado impactos negativos en centrales hidráulicas, algunas veces irreversibles, pero no son intrínsecos a esta tecnología. En muchos casos los daños no son importantes o pueden mitigarse, como se ha podido comprobar en las miles de unidades que llevan décadas operando. Cabe destacar, además, la importancia de los aprovechamientos hidroeléctricos que se prestan a usos múltiples y pueden aportar interesantes ventajas, no solo en la generación de electricidad sino también en la producción de pescado, el suministro de agua, el riego, la regulación de caudales (reducción de crecidas y atenuación de sequías), el transporte fluvial, la promoción del turismo y la utilización de recursos locales, entre otros.

Quizás en ninguna otra tecnología de generación eléctrica existan posibilidades tan reales y probadas de integración y sinergias con propósitos no energéticos. Muchas centrales hidroeléctricas de todo el mundo, sobre todo en los países de la UNASUR, fueron el origen de relevantes impactos positivos en términos de promoción del desarrollo local, mejora de la productividad agrícola y fijación de población en regiones rurales. El punto clave es asegurar la adherencia de los proyectos hidroeléctricos a los principios de sostenibilidad y utilizar con racionalidad un recurso disponible que, en el caso de la UNASUR, es abundante. Para ello se proponen varias premisas.

Desde la perspectiva de las autoridades nacionales que formulan las políticas, los desarrolladores de proyectos y las empresas eléctricas, los proyectos basados en la hidroelectricidad son los que más podrían contribuir a la oferta eléctrica de la UNASUR. Por lo tanto, se plantea una iniciativa en favor del agua, los bosques y la comunidad con las siguientes premisas:

- i) Los proyectos hidráulicos tienen una clara sinergia ambiental positiva con los proyectos forestales. Cualquier desarrollo moderno de plantas hidroeléctricas va asociado al cuidado de los bosques, lo que puede representar un efecto de sinergia ambiental que alimenta positivamente la reducción de la emisión de gases de efecto de invernadero y la captura del carbono asociado a estas emisiones.
- ii) Los proyectos hidráulicos aportan solidez a los sistemas eléctricos y tienen una clara sinergia operativa con los proyectos eólicos.
- iii) El incremento marginal de embalses existentes es una forma muy económica de reducir emisiones de gases de efecto de invernadero.
- iv) La electricidad proveniente de plantas hidráulicas presenta costos unitarios bajos. El potencial hidráulico está bien evaluado y muchos de los posibles proyectos están ya identificados y especificados.
- v) Los proyectos tienen que ser desarrollados en favor de las comunidades, no contra ellas.
- vi) Existe amplia experiencia y capacidad técnica en la UNASUR para diseñar y construir este tipo de proyectos, lo que representa una oportunidad de desarrollo empresarial en la región.

La forma en la que se han desarrollado los proyectos hidroeléctricos apoyados en grandes embalses y que han implicado el desalojo de comunidades, la destrucción de bosques y la inundación de amplias zonas productivas, junto con los plazos de amortización de este tipo de instalaciones (demasiado largos en relación con los plazos de los contratos de compra establecidos en algunas de las leyes locales) dificultó su aceptación y, por lo tanto, su financiamiento por parte de los bancos. Por ello es pertinente llevar a cabo una revaloración social y una intensa labor de relaciones públicas destinada a conferir a estos proyectos la dimensión positiva que actualmente les corresponde.

Esta breve evaluación de la hidroelectricidad en la región pone de relieve la necesidad de considerar de forma adecuada las energías renovables y definir correctamente los conceptos de sostenibilidad y renovabilidad en el contexto de los países de la UNASUR, donde, además de las energías solar (radiación o biomasa) y eólica, se debe destacar la hidroelectricidad.

Todo lo anterior ha permitido elaborar diversas propuestas para los países de la UNASUR, entre las que destacan (CEPAL, 2004):

- **La evaluación ambiental integral de los proyectos hidroeléctricos.** Más allá de lo que pueden significar en términos de reducciones de las emisiones de gases de efecto de invernadero, los proyectos hidroeléctricos tienen que ser evaluados también en función de su contribución indirecta al cuidado de los bosques, no solo por la forma en que se construyen, sino también por cómo apoyan al sustento de las comunidades aledañas.
- **El establecimiento de un código de conducta respecto de las comunidades.** Es urgente y necesario definir de forma explícita un conjunto de reglas aceptadas universalmente y supervisadas a nivel nacional e internacional que comprometan a los desarrolladores a adoptar un nuevo enfoque en su relación con las comunidades afectadas por los proyectos hidráulicos.
- **El pago por servicios ambientales.** Una forma de apoyar a las comunidades es mediante el pago a los desarrolladores por los servicios ambientales de los bosques que sean canalizados como incentivos para quienes viven en esas zonas.
- **La modificación de 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 en este tipo de plantas con el fin de obtener mejores condiciones de financiamiento.
- **El establecimiento de 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. Se recomienda revisar y modificar estas reglas para reconocer la sinergia entre los proyectos eólicos e hidráulicos y aumentar su rentabilidad mediante costos más competitivos.
- **La visión integral de las cuencas.** Los múltiples usos y efectos del agua se encuentran generalmente integrados en las cuencas en las que esta se capta. 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. Para ello es necesario establecer sistemas de medición, monitoreo y toma de decisiones, y realizar un importante esfuerzo de coordinación interinstitucional entre organismos gubernamentales centrales y gobiernos regionales.

- **El cubrimiento de pasivos sociales y la resolución de conflictos existentes.** Es necesario, por un lado, terminar de cubrir los pasivos sociales resultantes de la construcción de presas y, por otro, resolver los conflictos más importantes relacionados con la construcción de plantas hidroeléctricas, al menos los de aquellas que tienen características aceptables en esta nueva visión.
- **La difusión pública y la transparencia en la información.** Para lograr una revaloración social es necesario integrar como elemento de la iniciativa una intensa labor de relaciones públicas para conferir a estos proyectos la dimensión positiva que les corresponde.

A esto se agrega que para propender a la gobernabilidad de los recursos naturales, entre ellos la hidroenergía, es necesaria una justa redistribución de la renta de su explotación entre todos los actores involucrados que contemple una adecuada asignación a las poblaciones de las localizaciones donde se emplazan estos aprovechamientos.

Capítulo IV

CONCLUSIONES E IMPLICACIONES DE POLÍTICA**A. RESPUESTA DEL SECTOR MINERO AL CICLO DE PRECIOS**

Frente al ciclo de precios de los metales el sector minero regional se encuentra en un auge de rentabilidad e inversión, a juzgar por el aumento acelerado de los montos en utilidades repatriadas, presupuestos de exploración y anuncios de nuevos proyectos de inversión.

La participación fiscal del Estado en este auge es creciente en términos absolutos, pero claramente está lejos de ser progresiva, ya que la mayoría de los países no disponen, en los actuales regímenes fiscales que aplican al sector, de instrumentos fiscales suficientes para que lo sea. Mientras que en el sector petrolero es práctica común la aplicación de instrumentos (tales como los impuestos a ganancias extraordinarias, entre otros) que permiten a los Estados captar progresivamente las ganancias extraordinarias en los períodos de auge de precios, no ocurre lo mismo en el sector minero.

El tratamiento tributario actual del sector minero en la mayoría de los países está basado en impuestos a la utilidad corporativa declarada, complementado marginalmente por pagos de regalías. Estos instrumentos no garantizan la progresividad de la participación del Estado en la renta generada por la explotación del recurso minero, particularmente durante períodos de auge de precios y ganancias extraordinarias. Se requiere un esfuerzo de fiscalización enorme, que está fuera del alcance de la mayoría de los Estados, para minimizar en el sector privado la tentación de ocultar utilidades y aumentar artificialmente los costos, particularmente en períodos de auge de precios. Un tratamiento fiscal más progresivo en la industria minera exige actualizar los instrumentos tributarios para acercarlos al modelo teórico de impuestos sobre la renta económica generada por el recurso a lo largo de su ciclo de vida (*resource rent tax*). Acercar los regímenes tributarios del sector minero a estos principios permitiría a los Estados captar las ganancias extraordinarias en períodos de auge persistente del precio internacional como el actual e incorporar la progresividad necesaria para garantizar la captación pública de la riqueza generada por la explotación de su capital natural en períodos de auge de precios.

Sin embargo, los principales países mineros de la región están alcanzando niveles de apropiación de la renta sectorial cercanos al promedio internacional, de aproximadamente un 33% para el conjunto de países con regímenes mineros típicos de concesiones privadas, sin empresa estatal. En cuanto a los países pequeños de la región, cuya actividad minera es incipiente, la multiplicación del PIB minero y de las rentas económicas del sector durante el período posterior a 2004 señala un creciente potencial de recaudación fiscal no aprovechado.

En Chile, si se examinan las participaciones relativas de la empresa estatal y la minería privada en los aportes fiscales del sector, se advierte que la estrategia de contar con una empresa estatal puede ser determinante para alcanzar mayores porcentajes de participación pública en la renta económica del sector; más allá de lo que pudiera lograrse con ajustes progresivos al régimen fiscal, que siempre se verán influidos por la competencia fiscal entre países para atraer nueva inversión.

**De estos resultados se pueden extraer varias conclusiones
con respecto a la normativa**

El hecho de que el principal instrumento de participación estatal sea el impuesto a las utilidades declaradas por las empresas mineras resalta la importancia que tiene para los gobiernos de contar con mecanismos independientes e indicadores específicos capaces de reflejar transparentemente la rentabilidad y los costos del sector frente a los ciclos de los precios. Se trata de una asignatura pendiente en la mayoría de los países. Esta necesidad podría cubrirse parcialmente con una empresa estatal que sirviera de testigo para transparentar rentabilidades y costos. Hasta ahora, Chile es el único país de la región que cuenta con una empresa estatal minera de suficiente envergadura para cumplir esta función. Sin esta empresa la apropiación de la renta minera por el Estado chileno sería inferior al 15%, la mitad del promedio internacional. De allí se desprende que el régimen fiscal aplicado a la minería privada en Chile es más laxo que el promedio internacional. El Perú estaría también en una situación similar en referencia al tratamiento fiscal del sector minero internacional.

**B. RESPUESTA DEL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS
ANTE EL CICLO DE PRECIOS**

A pesar de la aparente similitud entre los ciclos de precios de los metales y el petróleo crudo durante el período 2003-2011, la dinámica de precios, los costos, la generación de renta y la participación estatal presentan marcadas diferencias en la región entre el sector minero y el de los hidrocarburos. No es posible generalizar el comportamiento ni los resultados obtenidos por estos sectores de recursos naturales no renovables ante el auge de precios internacionales de la última década.

Frente al ciclo alcista de precios, las rentas del sector de hidrocarburos y su contribución fiscal aumentan en términos absolutos. Sin embargo, el *boom* de precios no provoca en el sector de los hidrocarburos una expansión correspondiente de inversión y desarrollo como ocurre en el sector minero; tampoco parece contribuir a remediar los rezagos estructurales de inversión en expansión de la producción petrolera (lo que incluye los procesos de exploración, además de la propia producción) que se remontan al menos a 1995 en la Argentina, el Ecuador, México y Venezuela (República Bolivariana de).

El hecho de que la gestión recayera en empresas estatales (Petroecuador, PEMEX, PDVSA) o privadas (como en el caso de la Argentina hasta la nacionalización reciente de Repsol-YPF) no ha servido para revertir el rezago de inversión en estos países. En cambio, sí que ha supuesto una diferencia en los desarrollos petroleros emprendidos mucho más recientemente en el Brasil y Colombia, con Petrobras y Ecopetrol, respectivamente.

Sin embargo, las empresas públicas petroleras han desempeñado un papel clave para que en los países exportadores de hidrocarburos el Estado alcanzase entre el 40% y el 60% de la renta sectorial, una proporción mucho mayor que la lograda en los países mineros. Para alcanzar esos niveles de apropiación se requiere una participación directa y mayoritaria o el control de la producción nacional a través de la empresa estatal, así como disponer de instrumentos fiscales progresivos (por ejemplo, impuestos extraordinarios (*windfall taxes*) o regalías escalonadas) orientados a la obtención de ganancias extraordinarias en períodos de auge de precios.

**De estos resultados se pueden extraer varias conclusiones
con respecto a la normativa**

Ni la propiedad estatal de las empresas petroleras en la región, ni los marcos regulatorios o contractuales vigentes para incorporar empresas privadas en la producción de hidrocarburos han logrado movilizar las inversiones necesarias en exploración y desarrollo para lograr mantener la relación entre las reservas y la producción y expandir la oferta al ritmo del consumo regional.

Se plantea el desafío de encontrar un equilibrio entre los intereses públicos y los privados con el fin de lograr las inversiones necesarias para garantizar el suministro al mercado interno y el mantenimiento de la posición exportadora regional.

Este desafío requerirá innovaciones en el ámbito institucional, en la regulación y en los contratos para responder a la multiplicidad de factores de orden estructural y coyuntural que afectan al mercado petrolero actual. Asimismo, se deberán enfrentar las distorsiones de política (subsidios de demanda) que operen en contra de la eficiencia del consumo interno frente a unas restricciones de oferta que seguramente se prolongarán a mediano plazo, mientras los países encuentran soluciones a estos dilemas.

C. EL DESARROLLO SOSTENIBLE DE LOS RECURSOS HÍDRICOS

Los países de la UNASUR han adoptado diversas soluciones institucionales en los sectores de agua potable y saneamiento. De los resultados obtenidos cabe destacar, por un lado, el cumplimiento de uno de los Objetivos de Desarrollo del Milenio, referente a la reducción de la brecha de acceso a fuentes mejoradas de agua. Sin embargo, aún persisten deficiencias regulatorias que se deben corregir.

- La priorización del sector de agua potable y saneamiento, tanto en términos de financiamiento como de políticas públicas orientadas a la eficiencia, puede traducirse en un gran beneficio desde el punto de vista social para los países de la UNASUR, no solo por su decisiva incidencia en la salud pública —particularmente la infantil—, sino también en la lucha contra la pobreza y la indigencia, el fomento de la inclusión y la paz social, la promoción del desarrollo económico —en especial con nuevas oportunidades para las industrias agropecuarias orientadas a la exportación y el turismo— y la protección del medio ambiente.
- En materia de **inversión**, dado que se precisan cuantiosos fondos para alcanzar una cobertura universal y mejorar la calidad de los servicios —sobre todo para los grupos más vulnerables—, es necesario un compromiso efectivo y de largo plazo de los países de la UNASUR, tanto para el financiamiento como para el desarrollo 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 comprometido un gran volumen de dinero público en las obras de agua potable y saneamiento, se debe prestar especial atención a la fiscalización y el **control de las transferencias presupuestarias**, pues el sector de la infraestructura adolece en todo el mundo de un alto grado de corrupción. Por otra parte, los costos de las transacciones son elevados, particularmente en los procesos de adquisiciones y contrataciones.

- El valor económico del agua tiene que cobrar protagonismo en las decisiones de los usuarios, ya que es necesario generar conciencia sobre la escasez y esencialidad de este recurso. Un mecanismo eficaz para evitar el derroche consiste en cobrar el costo económico y financiero del agua. Así, los países de la UNASUR deberían orientar sus políticas públicas al **autofinanciamiento** de la prestación, por medio de una transición hacia el cobro de tarifas que tendieran a internalizar el costo de los servicios.
- Dado que algunos grupos de la población no podrán pagar el suministro de agua con tarifas de autofinanciamiento, los Estados deben idear mecanismos de **subsidio** —directos o cruzados— que permitan a esos usuarios satisfacer sus necesidades básicas. De esta forma, los subsidios pasan a ser un vehículo de promoción positiva para el cumplimiento del derecho humano al agua. El reconocimiento de este derecho supone límites a la recuperación de costos, para no obstaculizar el acceso por parte de los sectores más vulnerables. Sin embargo, no representará un beneficio indiscriminado de gratuidad para todos los sectores sociales, pues eso conspiraría gravemente contra la igualdad y sostenibilidad del sistema¹.
- En cuando a la **institucionalidad**, los países de la UNASUR deberían promover una estructura de la industria que permitiera definir responsabilidades claramente, así como diseñar para todos los actores incentivos eficaces en pos de un servicio universal, de calidad 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 permite establecer las formalidades necesarias para crear incentivos destinados a los prestadores del servicio.
- En términos del **modelo público**, las agencias reguladoras que controlan a los prestadores de servicios a nivel estatal y municipal deben iniciar un proceso de evaluación de la eficacia de sus instrumentos para generar incentivos (multas, publicidad o sanciones personales, entre otros). Por su parte, los prestadores públicos tienen que independizarse más de otros organismos públicos que los controlan financiera y políticamente. Pero también resulta pertinente actualizar con una serie de prácticas exigibles lo que se ha denominado la “empresa abierta” (Bohoslavsky, 2011), un enfoque con que se aspira a prevenir desviaciones 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, mediante la participación de los usuarios en la gestión interna de las empresas y en las funciones externas de planificación, regulación y control.
- La **participación** de los usuarios debe ampliarse en todos los niveles y para todos los roles, tanto por la parte del regulador como del prestador cuando este sea público. La promoción de organismos representativos de los usuarios de agua potable y saneamiento es una buena iniciativa, ya que pueden transmitir sus inquietudes y defender sus derechos e intereses con más eficacia ante las instituciones.

¹ La Corte Constitucional de Colombia (sentencias T-546 de 2009 y T-150 de 2003) ha reafirmado que el derecho humano al agua no ampara la gratuidad indiscriminada de los servicios públicos y que cuando un usuario no paga por el servicio recibido está obrando como si los demás usuarios tuvieran que correr con su carga individual y financiar transitoria o permanentemente su deuda. Ello atenta claramente contra el principio de solidaridad —que, entre otros aspectos, exige que cada usuario asuma las cargas razonables que le son propias— y dificulta que las empresas presten los servicios basándose en criterios de eficiencia.

- El derecho humano al agua implica el reconocimiento de la eficiencia sectorial —económica y social— como correlato del deber de destinar el máximo de recursos disponibles a garantizar ese derecho. Por ello, por lo que respecta a la **regulación económica** los países de la UNASUR deberían consagrar en sus marcos legales generales —y no solo en contratos que adolecen de serias limitaciones como medio de control y regulación— los principios generales de rentabilidad justa y razonable, buena fe, diligencia debida, obligación de eficiencia y transferencia de las ganancias de eficiencia a los consumidores. Igualmente, se precisan sistemas de contabilidad regulatoria que permitan a los reguladores disponer de información sobre el desempeño técnico-operativo, la administración de bienes, la gestión comercial y la calidad de las decisiones económico-financieras del negocio regulado, ya que esos aspectos no están cubiertos por la información financiera que la contabilidad convencional ofrece al mercado.
- También cabe resaltar la importancia de la escala de los prestadores en el abaratamiento de costos, que redundará en última instancia en precios más bajos para los usuarios. Existe abundante evidencia empírica que muestra importantes economías de escala en medianos y pequeños prestadores. En tanto que entre los prestadores que atienden entre 100.000 y 1.000.000 de habitantes —en algunos casos pueden llegar a 4.000.000 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 muchos beneficios en términos de sostenibilidad financiera, cohesión social, manejo de fuentes de captación, reducción de costos de transacción y mejoras en actividades de regulación y control. Esta constatación contradice muchas de las iniciativas de descentralización que se han impulsado en los países de la UNASUR. Sin embargo, dada la solidez y abundancia de las evidencias que la avalan, la recomendación pasa por **promover la agregación y consolidación de la estructura industrial del sector**.
- De la misma manera, se debe hacer hincapié en la necesidad urgente de contar con **información precisa, completa, comparable, consistente, pertinente y oportuna**. La información es fundamental para la adopción de decisiones políticas y regulatorias. Permite saber qué funciona y qué no para evaluar el trabajo de los actores involucrados en el sector. Sin información, se debe confiar en la intuición, que en este ámbito no es buena consejera. En los países de la UNASUR la información es escasa, no solo con respecto a los servicios de agua potable y saneamiento, sino de los recursos hídricos en general. Urge que los países de la UNASUR cuenten con información hídrica confiable y precisa, por lo que a nivel nacional se deben destinar los recursos necesarios para cumplir ese objetivo. Sin embargo la información no sirve de nada si no es transparente, al igual que las decisiones de los organismos reguladores y de formulación de políticas públicas. En ese terreno la región tiene ya acervo acumulado, pero urge eliminar todos los focos de opacidad y censura que aún existen.
- En particular, el sector de agua potable y saneamiento en la UNASUR requiere la adopción de **indicadores de gestión** que midan el desempeño de los prestadores con objeto de evaluar su grado de eficiencia y detectar mejores (y peores) prácticas. De ser posible, se debería llevar a cabo a nivel regional un **ejercicio de comparación de desempeño**, tanto dentro de las empresas a lo largo del tiempo como con otros prestadores. 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 UNASUR para **vincular la gestión de los recursos hídricos con los mecanismos de regulación económica de los servicios de agua potable y saneamiento**. En la región, el rol de promoción de la gestión sostenible del agua (por ejemplo, a través de la protección de ecosistemas, la gestión de bosques y la gestión de causas superficiales) se encuentra disociado en la mayoría de los casos de la labor regulatoria del agua potable y el saneamiento. Además, se dispersa en una multitud de servicios. Esta separación tiene que desaparecer lo antes posible. Los usuarios de los servicios deberían empezar a internalizar el costo de producción de agua en los ecosistemas, pues de otro modo se encontrarán más temprano que tarde en un escenario de escasez, y no por problemas de gestión.
- Por último, otra preocupación estriba en la capacidad del sector de adaptarse al **cambio climático y al aumento de los costos de la energía**.

Todo lo anterior, junto con lo que ya se ha cumplido en el contexto de la UNASUR, servirá de base para responder a los desafíos que deberán enfrentar los países ante los Objetivos de Desarrollo del Milenio después de 2015. Y en ese horizonte no se contemplan solo compromisos, sino auténticos imperativos para la protección y satisfacción del derecho humano al agua y al saneamiento, y un renovado énfasis de la subregión por profundizar en el desarrollo sostenible, la eficiencia y la lucha contra la pobreza.

Finalmente, la experiencia de décadas pasadas en relación con la forma en que se desarrollaron los proyectos hidroeléctricos en torno a grandes embalses —que implicó el desalojo de comunidades, la destrucción de bosques y la inundación de amplias zonas productivas— junto con los plazos de amortización de este tipo de instalaciones dificultó su aceptación social y también el financiamiento por parte de la banca internacional comercial o multilateral. Por ello es pertinente que los países de la UNASUR lleven a cabo una revaloración social y ambiental y una intensa labor de relaciones públicas para situar este tipo de proyectos en la dimensión positiva que les corresponde en los tiempos actuales.

La evaluación del aporte de la hidroelectricidad y la correcta definición de los conceptos de sostenibilidad y renovabilidad en el contexto de los países de la UNASUR deben guiarse por las siguientes premisas: i) realizar una evaluación ambiental integral de los proyectos hidroeléctricos; ii) establecer un código de conducta con las comunidades; iii) establecer pagos por servicios ambientales; iv) modificar los plazos de los contratos de compra de energía; v) establecer mecanismos que permitan reconocer la sinergia entre los proyectos eólicos y los hidráulicos; vi) mantener una visión integral de las cuencas; vii) cubrir pasivos sociales y resolver conflictos existentes, y viii) velar por la difusión pública y la transparencia de la información.

A esto se agrega que, para avanzar en la gobernabilidad de los recursos naturales, entre ellos la hidroenergía, se precisa una justa redistribución de la renta generada por su explotación entre todos los actores involucrados, contemplando una asignación adecuada a las poblaciones de los lugares donde se emplazan estos aprovechamientos.

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* [en línea] <http://www.aderasa.org>.
- AIE (Agencia Internacional de la Energía) (2012), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, Washington, D.C.
- _____ (2011), *International Energy Outlook 2011*, Washington, D.C., septiembre.
- _____ (2009), “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>.
- ANP (Agencia Nacional de Petróleo) (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 (2012), “International rig counts” [en línea] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm.
- Banco Mundial (2012), “World Development Indicators (WDI)” [en línea] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>.
- _____ (2011), *World Development Indicators, 2011*, Washington, D.C., abril [en línea] <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators/wdi-2011>.
- _____ (2009), “Directions in hydropower: scaling up for development”, *Water Working Notes*, N° 21 [en línea] <http://water.worldbank.org>.
- Bohoslavsky, Juan Pablo (2011), “Fomento de la eficiencia en prestadores sanitarios estatales: la nueva empresa estatal abierta”, *Documentos de Proyectos*, N° 381 (LC/W.381), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Bourland, Brad y Paul Gamble (2011), “Saudi Arabia’s coming oil and fiscal challenge”, *Jadwa Investment*, julio.
- BP (British Petroleum) (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 2006” [en línea] http://www.bp.com/liveassets/bp.../russia/.../Stat_Rev_2006_eng.pdf.
- Brook Hunt (2007), “Copper costs, mines and projects”, *Summary & Analysis*, vol. 1 marzo.
- Campodónico, Humberto (2008), “Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina”, *Documentos de Proyectos*, N° 188 (LC/W.188-P/E), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), septiembre.
- _____ (2007), “La gestión de la industria de los hidrocarburos con predominio de las empresas estatales”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 121 (LC/L.2688-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), CEPAL.
- Canales, Caridad y Andrei Jouravlev (2012), *Water and Green Economy in Latin America and the Caribbean*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)/Programa de ONU-Agua para la Promoción y la Comunicación en el marco del Decenio [en línea] http://www.un.org/waterforlifedecade/pdf/water_and_a_green_economy_in_lac_june_2012.pdf.
- 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) (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.
- _____ (2009), “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, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- _____ (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.
- _____ (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 Ítalo-Latino Americano) (2010), *América Latina e Caraibi: la sfida dell'energia*, Roma.
- CESCO (Centro de Estudios del Cobre y la Minería) (2011), *Tendencias de exploración mundial*, Santiago de Chile, Metals Economic Group (MEG).
- Christian Aid (2009), *Socavando a los pobres: Reformas tributarias mineras en América Latina*, septiembre.
- COCHILCO (Comisión Chilena del Cobre) (2011), *Anuario de estadísticas del cobre y otros minerales 1991-2010*, Santiago de Chile, Ministerio de Minería.
- _____ (2010a), *Informe de mercado del cobre*, varios números, Santiago de Chile.
- _____ (2010b), *Análisis histórico y proyección de los costos de producción en la minería del cobre en Chile (período 1995-2015)*, Santiago de Chile, octubre.
- Colombia, Gobierno de (2007), *Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, Estado comunitario desarrollo para todos*, Bogotá, Departamento Nacional de Planeación (DNP).
- Daniel, Philip, Michael Keen y Charles McPherson (eds.) (2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Washington, D.C., Fondo Monetario Internacional (FMI).
- De Albuquerque, Catarina y Virginia Roaf (2012), *Derechos hacia el final. Buenas prácticas en la realización de los derechos al agua y al saneamiento*, Lisboa.

- Dourojeanni, Axel y Andrei Jouravlev (2002), “Evolución de políticas hídricas en América Latina y el Caribe”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 51 (LC/L.1826-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- 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.
- Eggert, Roderick (2002), “Module 1: The Mineral Economies: Performance, Potential Problems and Policy Changes”, *Managing Mineral Wealth*, Addis Abeba, Comisión Económica para África (CEPA).
- 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: Estado Plurinacional de 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 (2010), “World Oil and Gas Review 2010” [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.
- _____ (2004), *Gli Idrocarburi: Origine Ricerca e Produzione*, Erredi Grafiche Editoriali, octubre.
- _____ (2002), *Glosario dell'Industria Petrolifera*, Grafiche Mariano, diciembre.
- Engineering and Mining Journal* (2010), “Project Survey 2010”, Colorado, enero-febrero.
- 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.
- Fedesarrollo (Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo) (2008), “La minería en Colombia: impacto socioeconómico y fiscal”, proyecto de la Cámara ASOMINEROS de la Asociación Nacional de Industriales (ANDI), Bogotá, abril.
- 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).
- _____ (2009), “Editorial”, *Carta Circular*, N° 30, 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).
- 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.

- 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).
- Gleick, Peter (ed.) (1993), *Water in Crisis, A Guide to the World's Freshwater Resources*, Nueva York, Oxford University Press.
- González Cruz, Diego J. (2010), “El sistema internacional de regalías petroleras para 2010”, *Barriles de Papel*, N° 87.
- Hantke-Domas, Michael (2011a), “Avances legislativos en gestión sostenible y descentralizada del agua en América Latina”, *Documentos de Proyecto*, N° 446 (LC/W.446), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- _____ (2011b), “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).
- Harman, Frank y Pietro Guj (2006), “Mineral taxation and royalties”, *Australian Mineral Economics: A Survey of Important Issues*, Monograph 24, Phillip Maxwell y Pietro Guj (eds.), Melbourne, Australian Institute of Mining and Metallurgy.
- Hogan, Lindsay y Rebecca McCallum (2010), “Non-renewable resource taxation in Australia. ABARE report prepared for the AFTS Review Panel”, Canberra, octubre [en línea] http://adl.brs.gov.au/data/warehouse/pe_abarebrs99001750/resourceTaxation20101029.rtf.
- IDEA (Instituto Internacional de Democracia y Asistencia Electoral) (2008), *Memoria del seminario internacional Gestión de los hidrocarburos: experiencias de otros países productores*, La Paz.
- IEF (Instituto de Estudios Fiscales) (2010), *Estudio comparado de los sistemas tributarios en América Latina*, Madrid.
- IHA (International Hydropower Association) (2010), *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*, Londres [en línea] <http://www.hydrosustainability.org>.
- IHS CERA (2012), “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.
- JMP (Programa Conjunto de Monitoreo del Abastecimiento de Agua y del Saneamiento) (2011), sitio web [en línea] <http://www.wssinfo.org>.
- Johnston, Daniel (1994), *International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts*, PennWell.
- Jordán, Rolando y otros (2010), *Excedente y renta en la minería mediana: determinantes del crecimiento minero 2000-2009*, La Paz, Programa de Investigación Estratégica en Bolivia (PIEB).
- Jouravlev, Andrei (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).
- _____ (2002), “El abastecimiento de agua y saneamiento en las ciudades de Iberoamérica: soluciones”, documento presentado en el III Congreso Ibérico sobre Gestión y Planificación del Agua “La Directiva Marco del Agua: Realidades y Futuros”, Sevilla (España), 13 a 17 de noviembre [en línea] <http://tierra.rediris.es>.
- Khelil, Chakib (1995), “Fiscal systems for oil”, *Note*, N° 46, Banco Mundial, mayo.
- Lamanna, Darío (2007), *Régimen de los hidrocarburos en América Latina*, Buenos Aires, Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma.
- Larraín, Sara y María Paz Aedo (eds.) (2008), *Política energética en América Latina: presente y futuro. Críticas y propuestas de los pueblos*, Santiago de Chile, Programa Chile Sustentable [en línea] <http://www.censat.org>.
- Latin America Monitor* (2012a), “Mexico: Exports outpacing the competition”, vol. 29, enero.
- _____ (2012b), “Brazil: The macro case for Brazil over Mexico”, vol. 29, enero.
- 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).
- _____ (2009), “La contabilidad regulatoria de los servicios de agua potable y alcantarillado: la experiencia en el Área Metropolitana de Buenos Aires, Argentina”, *Contabilidad regulatoria, sustentabilidad financiera y gestión mancomunada: temas relevantes en servicios de agua y saneamiento*, Diego Fernández y otros (eds.), serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 146 (LC/L.3098-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Lima, Marcos y Patricio Meller (coords.) (2003), “Análisis y evaluación de un cluster minero en Chile”, Santiago de Chile, Universidad de Chile y Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Maxwell, Phillip (2006), “Minerals and the developing nations”, *Australian Mineral Economics: A Survey of Important Issues*, Monograph 24, Phillip Maxwell y Pietro Guj (eds.), Melbourne, Australian Institute of Mining and Metallurgy.
- 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.
- 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>.
- Mendoza, Waldo (2011), *La política impositiva aplicable a los minerales y al petróleo: teoría, experiencias y propuesta de política para el Perú*, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú y Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).
- Ministerio de Minas y Energía del Brasil (2010), *Plano Nacional de Mineração 2030, Geologia, Mineração e Transformação Mineral*, Brasilia, noviembre.
- Morgan, Glenn (2009), “Environmental and social impacts of small-scale hydropower: Issues and Challenges”, *Banco Mundial Water Week* [en línea] <http://siteresources.worldbank.org>.
- Mountinho dos Santos, Edmilson (2008), “La industria del petróleo brasileña. Marco regulatorio”, IDEA Internacional,
- OEA (Organización de los Estados Americanos) (2005), “Suriname” [en línea] <http://www.oas.org>.

- OLADE/UNASUR (Organización Latinoamericana de Energía/Unión de Naciones Suramericanas) (2012), *UNASUR: un espacio que consolida la integración energética*, Quito [en línea] <http://www.iadb.org>.
- Osmundsen, Petter (2008), “Time consistency in petroleum taxation - the case of Norway”, University of Stavanger [en línea] http://www.imf.org/external/np/seminars/eng/2008/taxnatural/pdf/osmund_pr.pdf.
- 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 y Banco Mundial, marzo.
- Perman, Roger y otros (1999), *Natural Resources and Environmental Economics*, Harlow, Reino Unido.
- PDVSA (Petróleos de Venezuela) (2012), [en línea] <http://www.pdvs.com>.
- Plataforma Energética (2012), “Argentina: Las petroleras invierten o se van del país”, febrero [en línea] <http://plataformaenergetica.org/content/3218>.
- PricewaterhouseCoopers (2011), “Mine 2011: The game has changed. Review of global trends in the mining industry” [en línea] www.pwc.com/mining.
- Querol, María (2003), “Estudio sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre los países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 64 (LC/L.2002-P/E), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Renzetti, Steven y Diane Dupont (2003), “Ownership and performance of water utilities”, *Greener Management International*, N° 42, verano.
- Rousseau, Isabelle (2008), “La industria mexicana del petróleo: PEMEX y los principios de buen gobierno”, IDEA Internacional.
- 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.
- Sinnott, Emily y otros (2010), *Los recursos naturales en América Latina y el Caribe: Más allá de bonanzas y crisis?*, Washington D.C., Banco Mundial, agosto.
- 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).
- 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”, diciembre.
- The Oil and Gas Year* (2010), “Peru 2011” [en línea] <http://www.theoilandgasyear.com/>.
- Torres Zorrilla, Jorge (2003), “Clusters de la industria en el Perú”, *Documento de Trabajo*, N° 228, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, Departamento de Economía, septiembre.
- 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://iucn.org>.
- UNCTAD (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo) (2012), Base de datos [en línea] http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en.

- _____ (2011), *UNCTAD Handbook of Statistics 2011* (TD/STAT. 36), Ginebra. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: B.11.II.D.1.
- U.S. Geological Survey (2011a), *Mineral Commodity Summaries*, Washington, D.C., enero.
- U.S. Geological Survey (2011b), *2009 Minerals Yearbook*, Washington, D.C.
- Varsano, Ricardo (2011) “Taxation of natural resource exploitation: current systems and challenges in Latin America and the Caribbean”, *Working Paper*, Fondo Monetario Internacional, inédito.
- 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), *Dams and Development: A New Framework for Decision-Making*, Londres, Earthscan.
- WRI (Instituto de los Recursos Mundiales) (1996), *World Resources: La guía global del medio ambiente*, Ecoespaña Editorial,
- 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).
- YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) (2011) [en línea] <http://www.ypfb.gob.bo>.
- Zarsky, Lyuba y Leonardo Stanley (2011), *Buscando oro en el altiplano de Guatemala: beneficios económicos y riesgos ambientales de la Mina Marlin*, Medford, Massachusetts, Instituto de Desarrollo Global y Medio Ambiente, Universidad de Tufts, agosto.

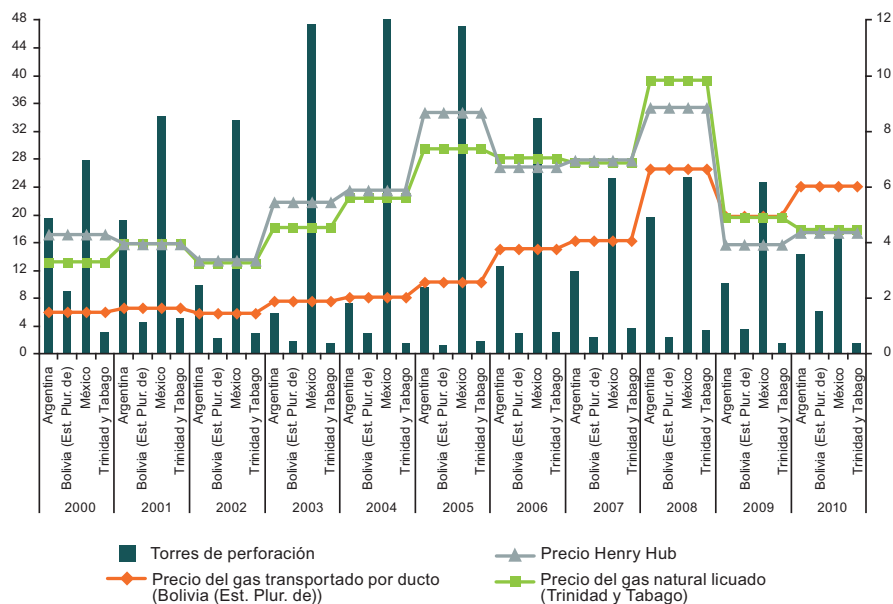
ANEXO

Gráfico A.1
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN QUINQUENAL
 DE LAS RESERVAS, LA PRODUCCIÓN Y EL CONSUMO DE PETRÓLEO
 Y GAS NATURAL, 1991-2010**
(En porcentajes de variación)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de 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 Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
 Y EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL, 2000-2010^a**
*(En número de torres de perforación (eje izquierdo) y dólares por millón
 de unidades térmicas británicas (eje derecho))*

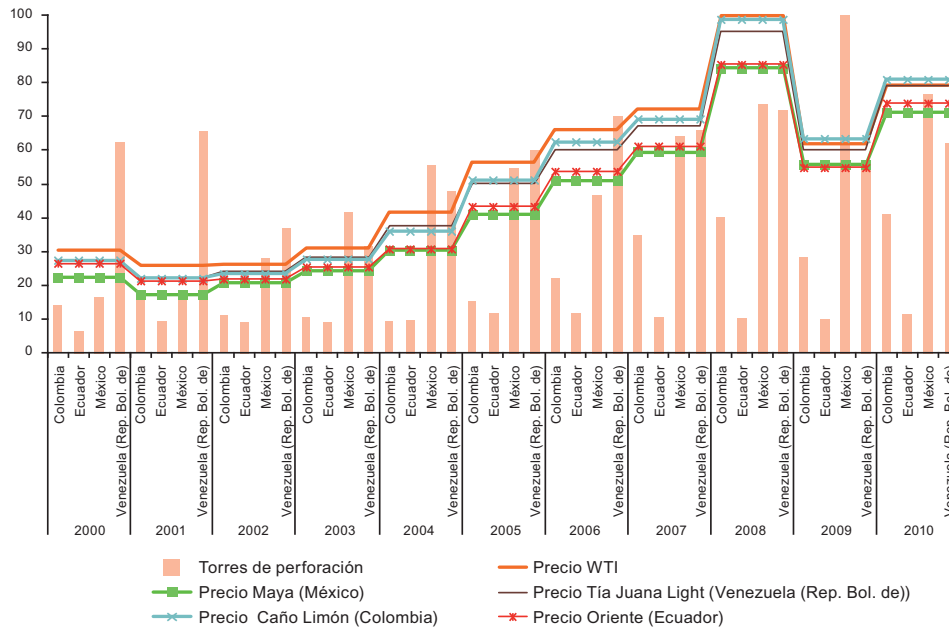


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Baker Hughes, “International rig counts”, 2012 [en línea] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; EIA, “Country analysis briefs”, 2011 [en línea] <http://www.eia.gov.us>; Yacimientos Petrolíferos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

^a Los precios del gas natural del Estado Plurinacional de Bolivia corresponden al contrato de exportación por ducto GSA-Brasil en el punto de entrega. Los precios del gas natural de Trinidad y Tabago corresponden al contrato de exportación de gas natural licuado a los Estados Unidos en el terminal de recepción. Se realizó la conversión de condiciones volumétricas a energéticas según un valor de poder calórico de 1,04 MMBtu/Mpc, que coincide con el promedio de la producción de 2009. El precio Henry Hub es el de la Costa del Golfo.

Gráfico A.3
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECCIONADOS): ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
 Y EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO,
 SEGÚN TIPO DE CRUDO, 2000-2010^a**

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



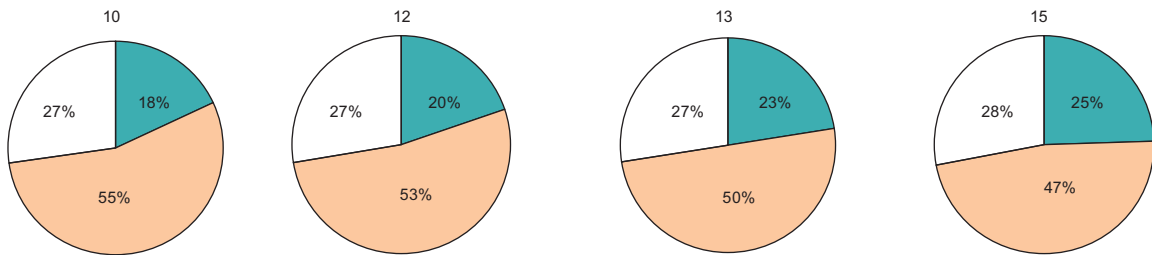
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Baker Hughes, “International rig counts”, 2012 [en línea] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; EIA, “Country analysis briefs”, 2011 [en línea] <http://www.eia.gov.us>.

^a Precios según valor FOB (franco a bordo).

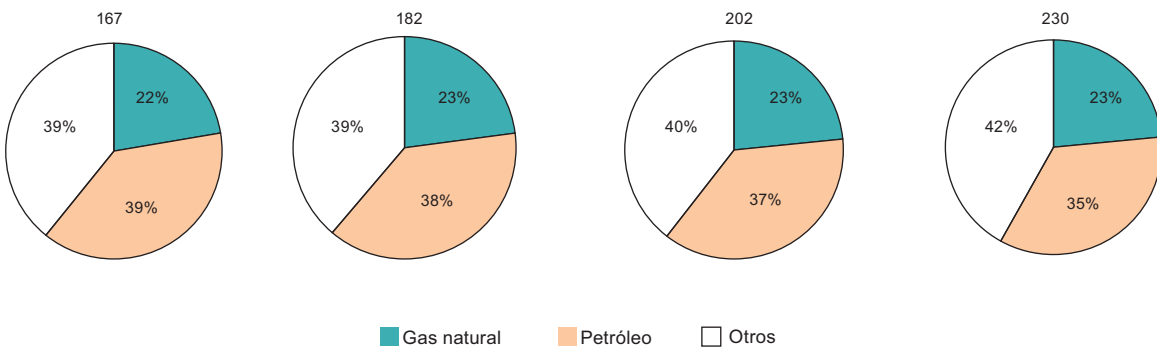
Gráfico A.4
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y EL MUNDO: EVOLUCIÓN QUINQUENAL
 DE LA PROPORCIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA MATRIZ
 DE CONSUMO ENERGÉTICO PRIMARIO**

(En millones de barriles equivalentes de petróleo al día y porcentajes del total)

A. América Latina y el Caribe

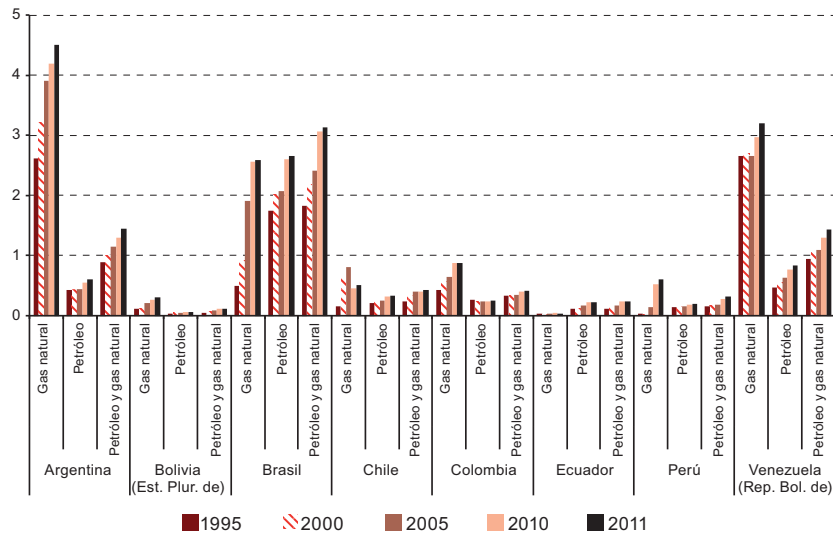


B. Mundo



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

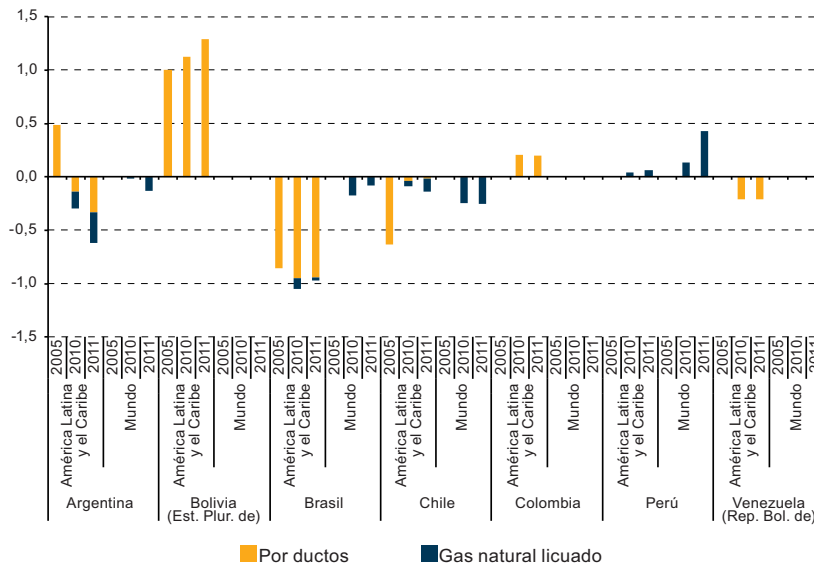
Gráfico A.5
**AMÉRICA DEL SUR (PAÍSES SELECCIONADOS): CONSUMO DE PETRÓLEO
 Y GAS NATURAL, 1995, 2000, 2005, 2010 Y 2011**
*(En millones de barriles de petróleo, millones de barriles equivalentes de petróleo para el total
 de hidrocarburos y miles de millones de pies cúbicos de gas natural por día)^a*



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de BP “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 2010” [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

^a En referencia a los barriles equivalentes de petróleo se considera un factor de conversión promedio mundial para el gas natural, calculado por la empresa British Petroleum, con un valor de 5.610 pies cúbicos por barril equivalente.

Gráfico A.6
AMÉRICA LATINA Y EL MUNDO: SALDO COMERCIAL DE GAS NATURAL, 2005, 2010 Y 2011^a
(En miles de millones de pies cúbicos al día)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de BP “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.



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