

Recursos naturais

Situação e tendências
para uma agenda de
desenvolvimento regional na
América Latina e no Caribe



NAÇÕES UNIDAS

CEPAL

Contribuição da Comissão Econômica
para a América Latina e o Caribe à
Comunidade de Estados
Latino-Americanos e Caribenhos

Recursos naturais: situação e tendências para uma agenda de desenvolvimento regional na América Latina e no Caribe

Contribuição da Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe
à Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos



NAÇÕES UNIDAS



Este documento foi preparado por Hugo Altomonte, Diretor da Divisão de Recursos Naturais e Infraestrutura da Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), e Jean Acquatella, Andrés Arroyo, Caridad Canales e Andrei Jouravlev, oficiais de assuntos econômicos da Unidade de Recursos Naturais e Energia dessa mesma Divisão. Participaram também os consultores Arturo Prieto Matte e Vítor Zúñiga. Agradece-se, igualmente, a colaboração de Jeannette Lardé e René Salgado, assistentes de pesquisa da Divisão de Recursos Naturais e Infraestrutura.

ÍNDICE

Introdução	7
A. Governança dos setores de recursos naturais e a mudança estrutural de longo prazo das economias latino-americanas	10
B. Heterogeneidade de respostas dos setores da mineração e hidrocarbonetos no ciclo de preços no período 2000-2012	12
Capítulo I	
O setor mineral nos países da CELAC: tendências e evolução recente.....	15
A. O auge mineiro nos países da CELAC no período compreendido entre 2003 e 2012: alta de preços e exportações	15
B. Tendências da produção, reservas e investimento no período compreendido entre 1990 e 2012.....	18
1. Tendências da produção e das reservas minerais na região	20
2. Tendências do investimento em mineração na região	23
C. Evolução da renda econômica do setor mineral, participação estatal e aspectos fiscais	24
1. Participação estatal na renda do setor mineral durante o período compreendido entre 2000 e 2012.....	25
2. Lições normativas derivadas desses resultados	30
Bibliografia	31
Capítulo II	
O setor dos hidrocarbonetos nos países da CELAC: tendências e evolução recente.....	33
A. Introdução	33
B. Reservas, produção, consumo e indicadores de tendência.....	34
1. América Latina e Caribe no contexto mundial	34
2. Reservas	37
3. Produção e consumo	44
C. Comércio de hidrocarbonetos	46
D. Investimento.....	50
E. Quadro contratual, renda econômica e receitas fiscais	54
F. Participação estatal na renda econômica do setor dos hidrocarbonetos durante o último ciclo de preços	55
G. Síntese	58
Bibliografia.....	59

Capítulo III

Políticas públicas para o desenvolvimento dos setores hidrelétrico e de serviços de água potável e saneamento

nos países da CELAC	63	
A. Introdução	63	
B. Desenvolvimento sustentável da hidreletricidade	66	
1. Panorama atual da geração hidrelétrica nos países da CELAC	66	
2. Sustentabilidade da energia hidráulica	71	
C. Situação atual dos serviços de água potável e saneamento	73	
1. Prestação eficiente, equitativa e sustentável	75	
2. Experiências de reformas no setor	79	
D. Propostas de políticas públicas	84	
1. Hidreletricidade	84	
2. Setor de água potável e saneamento	88	
Bibliografia	91	
Anexo	95	
Índice de quadros		
Quadro 1	América Latina e Caribe (10 países): características dos regimes fiscais aplicados aos produtos provenientes de recursos não renováveis	8
Quadro I.1	América Latina e Caribe (15 países) e grandes países exportadores de minerais: PIB da mineração e importância relativa do setor no PIB e nas exportações, 2000-2003 a 2010-2012	19
Quadro I.2	América Latina e Caribe: participação da produção de minerais no total mundial, 1990-2012	20
Quadro I.3	América Latina e Caribe (15 países) e grandes países exportadores de minerais: renda econômica da mineração como proporção do PIB e receitas fiscais por mineração como proporção do PIB, das receitas fiscais totais e da renda da mineração	26
Quadro II.1	Regiões do mundo e América Latina e Caribe (países selecionados): substituição de reservas de petróleo e gás natural e custo unitário de descoberta e desenvolvimento	41
Quadro II.2	Mundo e América Latina e Caribe: evolução da abundância de petróleo e gás natural, 1995-2012	43
Quadro II.3	América Latina e Caribe: relação entre a produção e o consumo de petróleo e gás natural, 1995-2012	47
Quadro II.4	América Latina e Caribe (países selecionados): indicadores e contribuição fiscal do setor dos hidrocarbonetos, 2000-2012	56
Quadro III.1	Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC): participação das energias fósseis e hidreletricidade na oferta total de energia primária, 1970-2012	66
Quadro III.2	Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC): capacidade instalada para a geração de eletricidade, 2011	67
Quadro III.3	Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC): potencial e capacidade instalada de energia hidrelétrica, 2011	69
Quadro A.1	América Latina (países selecionados): planos de investimentos futuros no setor de hidrocarbonetos, até 2017	97
Quadro A.2	América Latina e Caribe (países selecionados): sistemas fiscais para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, 2012	99
Índice de gráficos		
Gráfico 1	Índice de preços internacionais de matérias-primas, janeiro de 2000 a maio de 2013	8
Gráfico I.1	Evolução dos preços internacionais do cobre, chumbo e zinco, 1960-2012	15
Gráfico I.2	América Latina e Caribe e mundo: participação das exportações de minerais nas exportações totais, 1962-2011	16
Gráfico I.3	América Latina e Caribe: evolução das exportações de minerais primários e manufaturas de minerais, 1990-2011	17
Gráfico I.4	América Latina e Caribe e grandes países exportadores de minerais: evolução da razão entre as exportações de minerais em etapa primária e as exportações de minerais em etapa de manufatura, 1990-2011	18

Gráfico I.5	Distribuição do orçamento mundial de exploração de minerais, por região ou país de destino, 2003, 2010 e 2012	21
Gráfico I.6	América Latina e Caribe: principais destinos da exploração de minerais, 2010 e 2012	22
Gráfico I.7	América Latina e Caribe: principais reservas minerais, 2000, 2010 e 2012	23
Gráfico I.8	Distribuição dos investimentos mineiros entre os dez principais países destinatários, 2000, 2010 e 2013	24
Gráfico I.9	América Latina (8 países): participação dos royalties no total de receitas fiscais por mineração (impostos e royalties), 2000-2003 a 2010-2012	29
Gráfico II.1	América Latina e Caribe: participação nos setores do petróleo e gás natural, 2000 e 2012.....	34
Gráfico II.2	América Latina e Caribe: taxa de variação das reservas, produção e consumo de hidrocarbonetos ante o crescimento econômico e a evolução dos preços, 2001-2012	35
Gráfico II.3	América Latina e Caribe e mundo: evolução de preços, custos e atividades da indústria de hidrocarbonetos, 2000-2012	36
Gráfico II.4	América Latina e Caribe (países selecionados): reservas de petróleo e gás natural, 1995-2012	38
Gráfico II.5	América Latina e Caribe (países selecionados): evolução da abundância de petróleo e gás natural, 1995-2012.....	43
Gráfico II.6	América Latina e Caribe (países selecionados): produção e consumo de petróleo e gás natural, 1995-2012.....	44
Gráfico II.7	América Latina e Caribe: saldo comercial do petróleo e gás natural, 2000 e 2012.....	48
Gráfico II.8	América Latina e Caribe: investimento em exploração e desenvolvimento de hidrocarbonetos, 2005-2012	51
Gráfico II.9	América Latina e Caribe (países selecionados): investimento estrangeiro direto (IED) em hidrocarbonetos, 1996-2012	52
Quadro III.1	Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC): Participação das energias fósseis e hidreletricidade na oferta total de energia primária, 1970-2012	67
Gráfico III.1	Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC): participação dos hidrocarbonetos e hidreletricidade na oferta total de energia primária, 1970-2012	68
Quadro III.2	Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC): capacidade instalada para a geração de eletricidade, 2011	68
Gráfico A.1	América Latina e Caribe e mundo: evolução das reservas, produção e consumo de petróleo e gás natural, por quinquênio, 1991-1995 a 1996-2010	95
Gráfico A.2	América Latina (países selecionados): evolução das atividades de perfuração e dos preços do petróleo, segundo o tipo de petróleo bruto, 2000-2010	95
Gráfico A.3	América Latina e Caribe e mundo: evolução da proporção de hidrocarbonetos na matriz de consumo energético primário, por quinquênio, 1991-1995 a 2006-2010	96
Gráfico A.4	América Latina e Caribe (países selecionados): relação entre a produção e o consumo de gás natural e de petróleo, 1995-2012	96
Gráfico A.5	América Latina e Caribe (países selecionados): saldo comercial de gás natural com a região e com o mundo, 2005, 2011 e 2012.....	97
Índice de boxes		
Boxe II.1	O pré-sal brasileiro	39
Boxe III.1	Adaptação à mudança climática: o papel central da água	65
Boxe III.2	Projetos hidrelétricos relevantes nos países da CELAC	70
Boxe III.3	Conflitos sociais e ambientais relacionados com o desenvolvimento de infraestrutura hidrelétrica.....	73
Boxe III.4	Direito humano à água e ao saneamento	76
Boxe III.5	Regulação no modelo de prestação pública dos serviços de água potável e saneamento	82

INTRODUÇÃO

O auge dos preços internacionais dos metais, do petróleo e outros produtos primários é determinado, entre outros fatores, pelo aumento da demanda mundial desses bens, devido à extraordinária expansão econômica da China e outras economias emergentes durante a última década. A demanda de ferro, cobre e alumínio, entre outros minerais de exportação, está associada ao crescimento dos setores da construção, infraestrutura e manufatura (que requerem aço, condutores elétricos e metais industriais, entre outros). Estes setores apresentaram uma rápida expansão no âmbito do processo de aceleração do desenvolvimento econômico das economias emergentes. A rapidez do crescimento destas economias também contribuiu para impulsionar a demanda mundial de petróleo bruto e outros bens primários.

A partir de 2003, o valor das exportações dos setores primários nos países da CELAC (e na América Latina e no Caribe em geral) mostrou um crescimento inédito devido à alta dos preços internacionais dos metais, petróleo e outros produtos básicos, que alcançaram máximos históricos em 2007 e 2008. O auge da demanda internacional de bens primários (minerais, hidrocarbonetos, soja e outros produtos básicos agrícolas) foi fundamental na melhora do desempenho macroeconômico e da posição fiscal dos países exportadores da região desde 2003.

Depois dos meses de julho e agosto de 2008, quando os preços dos produtos básicos registraram uma forte queda devido à crise financeira mundial, vários países da CELAC, exportadores destes bens, puderam expandir seu gasto público como medida de estímulo, com base nas poupanças fiscais acumuladas durante o auge de preços anterior a 2008. Demonstraram assim os benefícios de contar com a capacidade de aplicar políticas fiscais anticíclicas, que reduziram o impacto da crise financeira de 2008 e 2009 sobre suas economias.

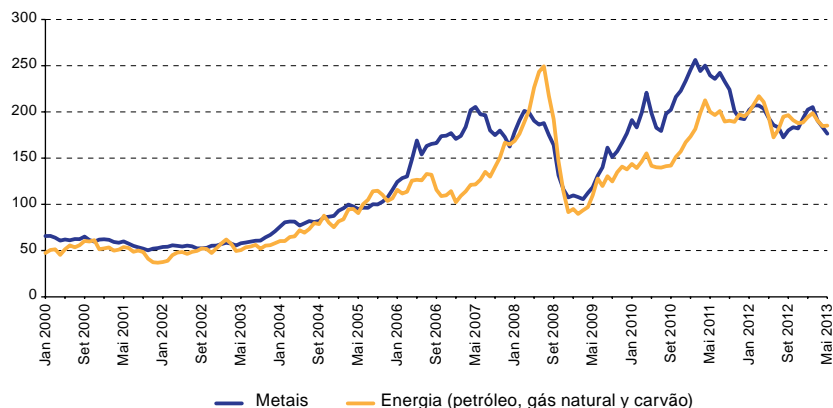
Depois da crise de 2009, os preços dos produtos básicos tiveram uma forte recuperação entre 2010 e 2012. No entanto, a desaceleração experimentada recentemente pela economia mundial, devido à crise europeia, à lenta recuperação dos Estados Unidos e a um menor crescimento na China, traduziu-se numa correção do nível de preços e uma moderação da tendência altista que prevaleceu durante a última década. Em meados de 2013, porém, os preços dos bens primários exportados pelos países da CELAC ainda se encontram em níveis historicamente altos em comparação com os registrados entre 1980 e 2003. Em termos reais, o nível de preços dos metais e petróleo bruto no período compreendido entre 2010 e 2012 continuou sendo muito favorável, em comparação com o preço médio dos últimos 25 anos (veja o gráfico 1).

Do ponto de vista do Estado, é essencial assegurar a participação pública nas rendas econômicas dos setores extrativos¹; ao mesmo tempo, é preciso fazer isso sem prejudicar o dinamismo do investimento realizado nestes setores. Nos países que possuem importantes dotações de recursos naturais não renováveis (gás, petróleo e minerais), a forma mais direta em que os Estados se apropriaram das receitas derivadas da exportação de produtos básicos para transformá-las em recursos fiscais foi sua participação na exploração, seja por meio de empresas públicas ou da propriedade de ações. Por outro lado, os governos contam com diversos instrumentos fiscais, como o tradicional imposto de renda com alíquotas diferenciais e os royalties aplicados às empresas dedicadas à exploração destes recursos (veja o quadro 1)².

¹ Na maioria dos países, a lei estabelece que o Estado é o proprietário do recurso mineral ou fóssil extraído do subsolo.

² Veja Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), *Cambio estructural para la igualdad: Una visión integrada del desarrollo* (LC/G.2524(SES.34/3)), Santiago do Chile, 2012.

Gráfico 1
ÍNDICE DE PREÇOS INTERNACIONAIS DE MATÉRIAS-PRIMAS,
JANEIRO DE 2000 A MAIO DE 2013
(Índice janeiro de 2005=100)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em informação do Fundo Monetário Internacional (FMI).

Quadro 1
AMÉRICA LATINA E CARIBE (10 PAÍSES): CARACTERÍSTICAS DOS REGIMES FISCAIS
APLICADOS AOS PRODUTOS PROVENIENTES DE RECURSOS NÃO RENOVÁVEIS

País e produto	Royalties (alíquotas)	Imposto de renda (alíquota geral)	Outros impostos sobre a receita (alíquotas)	Outros tributos	Participação pública
Argentina (petróleo e mineração)	2% para petróleo; de 0% a 3% para mineração	Imposto sobre lucros: 35%		Direitos de exportação: alíquotas variáveis e progressivas baseadas no preço internacional e no preço de referência para hidrocarbonetos e de 5% a 10% para mineração Impostos sobre os combustíveis líquidos, gás natural, diesel, gás liquefeito, nafta e gás natural comprimido Royalty (canon minero)	YPF (hidrocarbonetos)
Bolívia (Estado Plurinacional da) (hidrocarbonetos)	Royalties departamentais: 11% Royalties nacionais compensatórias: 1% Royalties nacionais (Tesouro Nacional): 6%	Imposto sobre os lucros das empresas (IUE): 25%	Imposto sobre os lucros, beneficiários do exterior: 12,5%	Imposto direto sobre os hidrocarbonetos (IDH): 32% Imposto especial sobre os hidrocarbonetos e derivados (IEHD)	YPFB (hidrocarbonetos)
Brasil (hidrocarbonetos)	10% do valor da produção (pode-se reduzir até 5%, dependendo do risco geológico e outros fatores)	O imposto de renda é de 15%, mais um aumento de 10% se os benefícios forem superiores a 240.000 reais ao ano	Participações especiais: de 10% a 40% Imposto sobre os lucros, beneficiários do exterior: 15% (ou 25% para pagamentos a paraísos fiscais)	Contribuição social sobre o lucro líquido: 9% Contribuição e intervenção no domínio econômico (CIDE): 10%	Petrobrás (hidrocarbonetos)

Quadro 1 (conclusão)

País e produto	Royalties (alíquotas)	Imposto de renda (alíquota geral)	Outros impostos sobre a receita (alíquotas)	Outros tributos	Participação pública
Chile (mineração)		Imposto sobre a receita de primeira categoria: 20%	Imposto sobre remessas de lucros de 35%, e de 4% sobre remessas de juros Para empresas públicas: imposto especial de 40% sobre os lucros	Imposto específico sobre a renda operacional da atividade mineira: alíquotas progressivas entre 0,5% e 14% Imposto destinado a financiar o orçamento das Forças Armadas (lei reservada): 10% sobre o retorno em moeda estrangeira pela venda ao exterior da produção de cobre de CODELCO	CODELCO (cobre)
Colômbia (petróleo e mineração)	De 8% a 25% (petróleo) De 1% a 12% (mineração)	Imposto sobre as sociedades: 25% Imposto de renda para a equidade (CREE): 9% no período 2013-2015 e depois 8%		Imposto de transporte sobre oleodutos Imposto nacional sobre a gasolina e o ACPM ^a Direitos econômicos da Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH)	Ecopetrol (hidrocarbonetos)
Equador (petróleo)	Del 12,5% al 18,5% (da produção bruta de petróleo)	Imposto de renda: 23%	O Estado se reserva 25% da receita bruta da área do contrato ante uma diminuição do preço internacional (margem de soberania)	Participação trabalhista: o Estado recebe 12% dos lucros (destinados aos governos autônomos descentralizados)	Petroecuador (hidrocarbonetos)
México (petróleo e mineração)		Imposto sobre os rendimentos petrolíferos (PEMEX): 30% Imposto de renda (algumas companhias subsidiárias): 30%	Imposto empresarial de alíquota única (IETU) (algumas companhias subsidiárias): 17,5%	Direitos sobre a mineração Direitos sobre os hidrocarbonetos; Imposto especial sobre produção e serviços (IEPS sobre a gasolina) Imposto sobre importação de mercadorias	PEMEX (hidrocarbonetos)
Peru (petróleo e mineração)	De 5% a 25% em petróleo De 1% a 12% sobre o lucro operacional em mineração	Imposto de renda: 30% (mineração)	Dividendos e distribuição de lucros: 4,1% (mineração)	Imposto especial sobre mineração (IEM): de 2% a 8,4%, e tributo especial sobre mineração (GEM): de 4% a 13,12% (sobre o lucro operacional)	
Trinidad e Tobago (petróleo)	De 10% a 12,5%	Imposto sobre os lucros: entre 35% e 50% dos lucros provenientes da produção de petróleo em função da localização do reservatório	Imposto adicional sobre as vendas de petróleo (a alíquota varia conforme o preço do petróleo) Imposto para o "fundo verde": 0,1% das receitas brutas	Imposto de desemprego: 5% dos lucros provenientes da produção de petróleo	Petrotrin (hidrocarbonetos)
Venezuela (República Bolivariana da) (petróleo)	30% do valor extraído	Imposto de renda petrolífera: 50%		Contribuição sobre preços extraordinários Imposto sobre a extração Imposto de registro de exportação	PDVSA (hidrocarbonetos)

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados oficiais dos países.

^a A categoria ACPM (denominação correspondente a óleo combustível ou óleo diesel) refere-se a um conjunto de produtos, especificados na lei, que podem ser usados como combustível automotor.

A magnitude e persistência do último ciclo de preços altos dos bens primários motivou uma crescente atenção política ao grau de progressividade da participação dos Estados nas rendas dos setores exportadores destes bens. Nesta análise, a progressividade é entendida, num sentido geral, como uma participação estatal proporcionalmente maior nas rendas extraordinárias geradas por estes setores durante os ciclos de auge de preços³.

A. GOVERNANÇA DOS SETORES DE RECURSOS NATURAIS E A MUDANÇA ESTRUTURAL DE LONGO PRAZO DAS ECONOMIAS LATINO-AMERICANAS

A governança dos recursos naturais compreende o conjunto de políticas soberanas dos países sobre a propriedade, apropriação e distribuição dos recursos naturais para maximizar sua contribuição ao desenvolvimento com critérios de sustentabilidade. Indubitavelmente, isto abrange um conjunto amplo de desafios de política e capacidade de gestão pública para os países da CELAC. Frente a isso, é preciso revisar e fortalecer a institucionalidade, os marcos regulatórios e os instrumentos que permitam maximizar a contribuição dos recursos naturais ao desenvolvimento regional. A eficiência do investimento público das rendas derivadas da exploração destes recursos, que o Estado recebe através do regime tributário, constitui uma condição essencial para firmar as bases de um processo de desenvolvimento sustentável. O destino das receitas fiscais provenientes da exploração de recursos naturais e sua distribuição entre diversos atores e níveis de governo determinam a criação de mecanismos que permitam assegurar o investimento eficiente destas rendas em projetos de alto retorno social.

A literatura empírica que examina a relação entre recursos naturais e desenvolvimento econômico em debates de países no nível internacional não permite estabelecer uma relação inequívoca. Ou melhor, o consenso parece ser que a contribuição dos recursos naturais ao desenvolvimento depende da qualidade institucional presente em cada país exportador. O conceito de qualidade institucional refere-se aqui à capacidade e força das instituições nacionais requeridas para manejar o conjunto de desafios macroeconômicos, fiscais e de investimento público eficiente das rendas derivadas da exploração de recursos naturais (valorização cambial, volatilidade macrofiscal, rentabilidade e outros).

Existe uma ampla literatura econômica relacionada com o manejo das rendas provenientes dos recursos naturais. Um adequado manejo macroeconômico deveria enfatizar a importância de institucionalizar o emprego de fundos de estabilização, fundos de investimento⁴, regras macrofiscais e acumulação de reservas, entre outros mecanismos de poupança, para atenuar os efeitos nocivos da valorização cambial e acumular a folga fiscal necessária para aplicar políticas anticíclicas nos períodos de preços baixos. Em particular, são necessárias políticas mediante as quais se possa regular a entrada extraordinária de divisas e fluxos de capitais de curto prazo para prevenir os efeitos nocivos sobre o tipo de mudança e o resto do aparelho produtivo.

Quanto à exploração de recursos naturais não renováveis, sublinha-se na literatura econômica o imperativo de longo prazo que os países enfrentam em converter este capital natural não renovável em outras formas de capital perdurável (por exemplo, capital humano, infraestrutura econômica e diversificação da base produtiva e exportadora) que possam sustentar a receita nacional e o processo de desenvolvimento além do ciclo de vida destes recursos naturais. Historicamente, os países da América Latina e do Caribe tiveram dificuldades para traduzir os períodos de bonança exportadora de seus recursos naturais (nos setores da mineração, hidrocarbonetos

³ Reconhecendo a dificuldade de operacionalizar o conceito, as rendas extraordinárias são entendidas aqui como os rendimentos acumulativos produto dos auge de preços internacionais que claramente superam a taxa de retorno que na prática internacional a indústria exige para realizar investimentos em projetos de exploração destes setores.

⁴ Trinidad e Tobago é o único país da região que institucionalizou um fundo de poupança de longo prazo, que se alimenta diretamente das poupanças fiscais do setor de hidrocarbonetos, o Fundo de Estabilização Patrimonial.

e agroindústria) em processos de desenvolvimento econômico de longo prazo, com níveis de crescimento estáveis que permitam reduzir de maneira drástica a pobreza e elevar a renda *per capita*.

Este desafio exige a construção dos consensos políticos necessários para que os Estados possam canalizar o investimento destas rendas efetivamente para o capital humano, a inovação, o desenvolvimento tecnológico, a infraestrutura e outros investimentos de longo prazo que possibilitem a diversificação da base industrial e exportadora, resistindo às pressões políticas de consumir os recursos extraordinários no presente. A consecução destes objetivos de investimento público de longo prazo não é fácil. Para tanto, é necessário empreender reformas reguladoras, fiscais e de manejo macroeconômico, assim como consolidar capacidades de planejamento estratégico, formulação e implementação de políticas de Estado que perdurem além dos ciclos eleitorais.

O desenvolvimento de todo o potencial dos setores de recursos naturais maximizando sua contribuição para o benefício social segundo critérios de sustentabilidade exige também fortalecer a capacidade de gestão pública dos crescentes conflitos socioambientais associados ao desenvolvimento de grandes projetos. Em anos recentes, o número cada vez maior de conflitos deste tipo suscitados na região evidenciou a ausência de mecanismos efetivos para conciliar de forma expedita as demandas e interesses sociais contrapostos que se expressam neles.

Tudo isto indica a necessidade de avançar nos seguintes consensos políticos para fortalecer a governança dos setores de recursos naturais nos países da CELAC e na região em geral.

- Obter maior progressividade na participação do Estado nas rendas por exploração de recursos naturais, particularmente nos ciclos de auge de preços persistentes como o atual. Para alcançar este objetivo, pode ser necessário introduzir atualizações no quadro tributário aplicado a estes setores, a fim de aumentar sua progressividade⁵. Também é preciso estabelecer maior coordenação entre os países da região que são receptores do investimento nestes setores para evitar a concorrência fiscal, que atua no sentido contrário, reduzindo a margem de negociação dos Estados para captar uma maior porcentagem da riqueza proveniente da exploração de seus recursos.
- Desenvolver mecanismos institucionais que assegurem um investimento público eficiente das rendas geradas pela extração de recursos naturais, destinando-as de forma específica ao melhoramento do capital humano (educação, saúde), infraestrutura, inovação e desenvolvimento tecnológico; e que garantam o adequado manejo dos dilemas de economia política implícitos na distribuição e investimento público dessas rendas entre diversas prioridades sociais e níveis de governo.
- Desenvolver a capacidade institucional necessária para a gestão efetiva dos conflitos socioambientais que surgem no desenvolvimento dos setores de exploração de recursos naturais. Na maioria dos países ocorreu uma multiplicação e judicialização crescente de conflitos associados ao desenvolvimento de projetos de infraestrutura energética, mineração e de transporte (entre outros) necessários para o desenvolvimento dos setores de recursos naturais. Esta tendência tornou evidente a carência de políticas de Estado, capacidade institucional e mecanismos expeditos de compensação e de resolução de conflitos, mediante os quais se consiga conciliar as legítimas demandas sociais dos grupos afetados com o desenvolvimento do potencial econômico dos recursos que constituem as principais vantagens comparativas da região no comércio internacional.

⁵ O termo “progressividade” faz referência aqui a uma participação estatal proporcionalmente maior durante os ciclos de auge de preços, em que estes setores geram rendas extraordinárias. Em anos recentes, o FMI recomendou aos governos incluir instrumentos que se aproximem das propriedades de um imposto sobre a renda econômica gerada pelo recurso ao longo de seu ciclo de vida (*resource rent tax*), no qual a participação do Estado é crescente no fluxo de renda acumulativa do projeto uma vez que este cubra, e supere, as taxas internas de retorno normais para a indústria. Veja Fundo Monetário Internacional (FMI), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Washington, D.C., 2010.

- Desenvolver uma política de Estado e uma visão estratégica de diversificação produtiva e mudança estrutural de longo prazo que possibilitem um progressivo desacoplamento da economia nacional em relação a uma excessiva dependência dos setores extrativos. A mudança estrutural consiste no desenvolvimento de novas indústrias associadas à inovação e ao desenvolvimento tecnológico, intensivas na geração de emprego de qualidade e com alto potencial de crescimento.

O processo de desenvolvimento econômico e obtenção de crescentes níveis de renda *per capita* e bem-estar social na região está associado a um peso ascendente na estrutura produtiva de atividades com maior conteúdo de conhecimentos e tecnologia, o que torna necessário fechar as brechas de produtividade que separam os países da região das economias avançadas. Os setores de recursos naturais devem ser avaliados em termos de sua contribuição, positiva ou negativa, para este processo de mudança estrutural. Na América do Sul, por exemplo, os recursos naturais representam mais de 70% das exportações totais. A concentração excessiva da atividade produtiva em setores extrativos de recursos naturais pode estar acompanhada de riscos importantes, no sentido de comprometer ou debilitar a diversificação industrial e a mudança estrutural. Ao mesmo tempo, esses riscos nem sempre se materializam.

De fato, muitos países que se especializam em exportar recursos naturais realizam um esforço considerável de aprendizagem e desenvolvimento tecnológico (revelado pelos dados de patentes e de pesquisa e desenvolvimento) ou conseguem avançar para setores mais intensivos em conhecimentos, convertendo-se em economias industriais de alta renda *per capita*. Trata-se de países que, por meio de políticas apropriadas, conseguem vencer os riscos da suposta “maldição” dos recursos naturais e seus processos de desenvolvimento industrial e diversificação econômica. Mais que consequência da dotação de fatores como os recursos naturais, um desenvolvimento industrial atrasado em sua diversificação e ganhos de produtividade é fruto de certo tipo de economia política, que não favorece as políticas industriais e tecnológicas.

Os riscos associados ao possível impacto da abundância de recursos naturais sobre o crescimento e a mudança estrutural podem ser mitigados através de políticas adequadas. Uma das variáveis derivadas de uma bonança de recursos naturais que afeta a estrutura produtiva é a taxa de câmbio real. Um ciclo de auge do preço internacional destes bens pode ocasionar uma valorização da taxa de câmbio nominal e pressionar para cima os preços internos, tanto de bens negociáveis (inflação importada) como não negociáveis (efeito do aumento da demanda agregada). Ambos os movimentos diminuem a competitividade do país e podem levar ao desaparecimento de outras atividades industriais pelo efeito (que poderia ser passageiro) de valorização da taxa de câmbio real.

O desenvolvimento econômico em presença de uma abundante dotação de recursos naturais apresenta também importantes desafios de economia política, vinculados à necessidade de manejar de forma idônea as consideráveis rendas provenientes de sua exploração, dentro de um contexto de política de Estado e uma estratégia de desenvolvimento de longo prazo. São necessárias instituições muito sólidas para fazer uma gestão macroeconômica e fiscal adequada destas rendas num horizonte de longo prazo. Estas instituições devem ser capazes de resistir às pressões políticas para que essas rendas se orientem a gastos correntes de curto prazo, em vez de se destinarem ao investimento público em educação, infraestrutura, inovação tecnológica e outras áreas que contribuem para aumentar as capacidades produtivas de longo prazo.

B. HETEROGENEIDADE DE RESPOSTAS DOS SETORES DA MINERAÇÃO E HIDROCARBONETOS NO CICLO DE PREÇOS NO PERÍODO 2000-2012

Nos países exportadores de produtos da mineração metálica, petróleo e gás natural da CELAC (e da América Latina e do Caribe em geral) ocorreu uma etapa de bonança das exportações de minerais e hidrocarbonetos durante os períodos compreendidos entre 2003 e 2008 e entre 2010 e 2012. Apesar da aparente similaridade

dos ciclos de preços exibidos pelos metais e petróleo, durante esses períodos a dinâmica de preços, custos, geração de rendas e participação estatal apresentou na região acentuadas diferenças entre o setor mineral e o setor dos hidrocarbonetos.

No setor mineral, a alta do preço internacional dos metais impulsionou fortemente os investimentos em exploração e desenvolvimento, o que redundou num aumento das reservas comprovadas de recursos mineiros na região, assim como no anúncio de um importante número de novos megaprojetos que serão desenvolvidos durante a presente década. No setor dos hidrocarbonetos, com exceção do Brasil e da Colômbia, a alta de preços não produziu uma reação similar em matéria de investimento que se traduzisse em um aumento das reservas, nem tampouco numa expansão da produção de acordo com o ritmo de crescimento da demanda regional ou com a oportunidade representada pelo aumento da demanda global. Em consequência, tanto a relação entre produção e consumo como a relação entre reservas e produção de hidrocarbonetos caíram ao longo da década, o que põe em risco a posição exportadora líquida da região, com exceção da República Bolivariana da Venezuela.

No setor dos hidrocarbonetos, os custos de investimento, por um lado, e de operação e manutenção, por outro, mostram uma clara tendência à alta durante a última década. Esta tendência ao aumento de custos pelo lado da oferta, junto com as pressões à alta pelo lado da demanda internacional, deixa claro que terminou a época do petróleo barato. No setor mineral, os custos de exploração e processamento também exibem uma tendência altista desde 2004, explicada principalmente por aumentos do preço do petróleo, entre outros insumos. No entanto, estes aumentos dos custos foram compensados com folga pelas altas dos preços dos minerais, o que se traduziu em rentabilidades inéditas para esta indústria nos últimos anos.

Frente ao ciclo de preços dos metais, o setor mineral regional registrou, pelo menos até 2012, um boom de rentabilidade e investimento privado, a julgar pelo aumento acelerado dos montantes de lucros repatriados e dos orçamentos de exploração, bem como pelos anúncios realizados de novos projetos de investimento. A participação fiscal do Estado neste auge foi crescente em termos absolutos, mas claramente está longe de ser progressiva. A maioria dos países não dispõe dos instrumentos fiscais necessários para obter a progressividade. No entanto, os principais países mineiros da região alcançaram níveis de apropriação da renda econômica do setor próximos da média internacional, de aproximadamente 33%, no caso dos países com regimes mineiros típicos de concessões privadas, em que essa renda se baseia no imposto sobre os lucros e royalties, como principais instrumentos de contribuição para o fisco⁶.

No conjunto de países pequenos da região, que têm uma atividade mineira ainda incipiente, mas crescente (Guatemala, Honduras e Nicarágua, entre outros), a expansão do PIB mineral e das rendas econômicas do setor no período posterior a 2003 originou um potencial crescente de arrecadação fiscal não aproveitado, em particular considerando os níveis relativamente baixos de apropriação estatal da renda estimada do setor que existem em vários países, entre eles Guatemala e Honduras. Esta situação também se observa no caso do Brasil.

As rendas do setor dos hidrocarbonetos e sua contribuição para o fisco, por sua vez, aumentaram em termos absolutos como resultado do ciclo de preços. No entanto, o auge de preços não impulsionou um boom de investimento e desenvolvimento como o que teve lugar no setor mineral. Tampouco parece ter contribuído à superação dos atrasos estruturais do investimento destinado à expansão da produção petrolífera (*upstream* petrolífero), que se arrastam pelo menos desde 1995 na Argentina, Equador, México e República Bolivariana da Venezuela. Nem a propriedade estatal das empresas petrolíferas na região nem os marcos regulatórios e

⁶ O único país onde existe uma empresa estatal minera de envergadura é o Chile. Sua contribuição para o fisco foi fundamental, já que contribuiu com dois terços do total da receita pública captada durante o período de maior auge de preços, de 2003 a 2009, pois tem o controle de aproximadamente um terço da produção nacional de cobre.

contratuais vigentes para incorporar empresas privadas na produção de hidrocarbonetos conseguiram mobilizar os investimentos em exploração e desenvolvimento necessários para manter a relação entre reservas e produção e expandir a oferta ao ritmo do crescimento do consumo regional.

Surge o desafio de encontrar um equilíbrio (até agora difícil de alcançar) entre os interesses públicos e privados em torno da realização dos investimentos necessários para garantir o fornecimento para o mercado interno e manter a posição exportadora regional. Para abordar este desafio, serão necessárias inovações institucionais, reguladoras e contratuais que respondam à multiplicidade de fatores de ordem estrutural e conjuntural que afetam o mercado petrolífero atual. Também será necessário enfrentar as distorções de política (subsídios à demanda) contrárias à obtenção de uma maior eficiência do consumo interno frente às restrições de oferta, que seguramente se prolongarão no médio prazo, enquanto os países encontram soluções para estes dilemas.

Os capítulos I e II do presente documento abordam detalhadamente as dinâmicas dos setores de mineração e hidrocarbonetos, respectivamente. Em ambos os setores destacam-se os principais fatos estilizados em matéria de reservas, produção, consumo e indicadores de tendências. Analisa-se também o grau de participação estatal na renda econômica destes setores registrado nos principais países exportadores de minerais e hidrocarbonetos da região, no período compreendido entre 2000 e 2012. O capítulo III analisa a evolução do setor dos recursos hídricos, em particular dos serviços de água potável e saneamento, sob a perspectiva de sua vital contribuição para o desenvolvimento inclusivo na região, bem como as tendências observadas em matéria de desenvolvimento hidrelétrico. Para encerrar, destacam-se as repercussões de política que surgem a partir das análises apresentadas.

Capítulo I

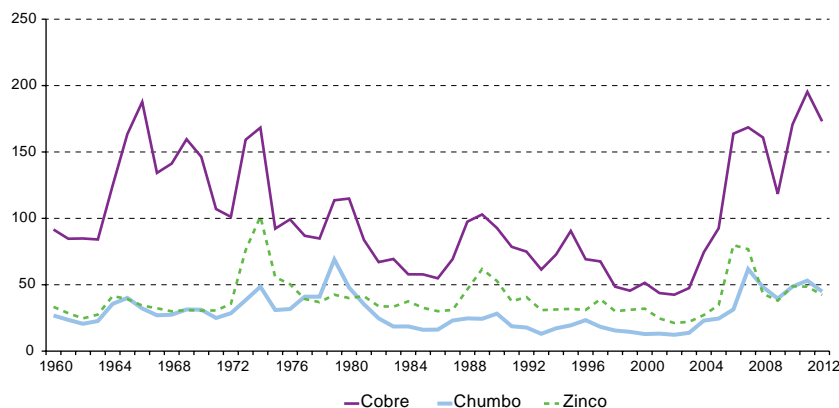
O SETOR MINERAL NOS PAÍSES DA CELAC: TENDÊNCIAS E EVOLUÇÃO RECENTE

A. O AUGE MINEIRO NOS PAÍSES DA CELAC NO PERÍODO COMPREENDIDO ENTRE 2003 E 2012: ALTA DE PREÇOS E EXPORTAÇÕES

A partir de 2003, as exportações de minerais dos países da Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC) exibiram um auge inédito, devido ao crescimento dos preços internacionais dos metais, que em termos reais alcançaram máximos históricos em 2007 e em alguns casos até quadruplicaram. Com o ciclo de preços que teve lugar entre 2003 e 2009, reverteu-se a tendência sustentada à queda que o preço real dos metais manteve por mais de duas décadas, entre 1980 e 2002. Após sua correção para baixo durante a crise das hipotecas de alto risco de 2008 e 2009, o preço dos metais mostrou uma rápida recuperação no período compreendido entre 2010 e 2012.

A partir de 2012, os preços dos principais metais foram novamente afetados pela desaceleração econômica associada à crise da zona do euro e ao menor ritmo de crescimento de China. No primeiro semestre de 2013 os preços do cobre e do ouro experimentaram reduções de 13% e 20%, respectivamente, enquanto o preço do ferro diminuiu 24% e os do zinco e alumínio sofreram correções próximas de 10% de seu valor nesse mesmo período. Estas mudanças indicam que provavelmente ficaram para trás os níveis máximos que os preços dos metais alcançaram no período compreendido entre 2007 e 2011 e assinalam uma tendência à moderação e estabilização. Contudo, em termos reais, o preço dos metais registrado durante os dois últimos anos continua superando amplamente os níveis médios das últimas três décadas (veja o gráfico I.1).

Gráfico I.1
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS INTERNACIONAIS DO COBRE, CHUMBO E ZINCO, 1960-2012
(Em centavos de dólar por libra, a preços constantes de 1982)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados da Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO) e FRED Economic Data.

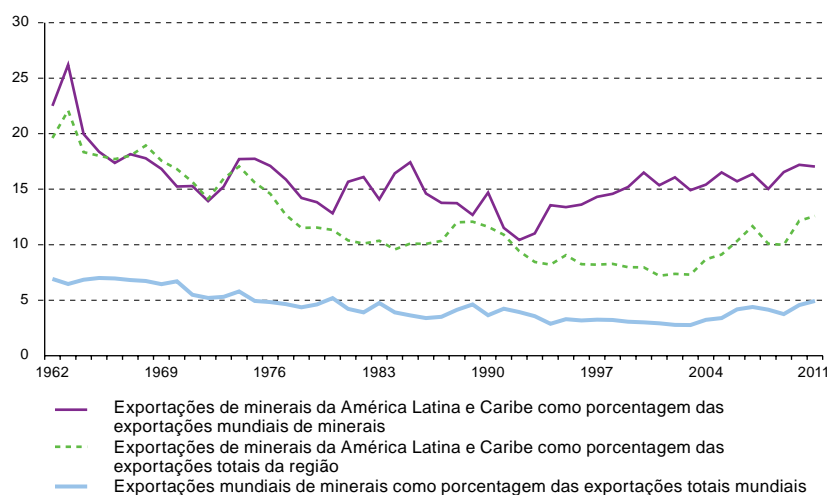
A demanda de ferro, cobre e alumínio, entre outros minerais de exportação, está associada ao crescimento dos setores da construção, infraestrutura e manufatura (que requerem aço, condutores elétricos e metais industriais, entre outros insumos). Estes setores apresentaram uma rápida expansão no âmbito do

processo de aceleração do desenvolvimento econômico que teve lugar nas grandes economias asiáticas a partir do ano 2000. Segundo a prospectiva econômica realizada por diversos organismos internacionais, as grandes economias emergentes da Ásia continuarão seu processo de crescimento no médio prazo durante a presente década, embora a taxas mais mesuradas. De acordo com isso, estima-se que a demanda global dos minerais que a região exporta mostrará certa moderação, mas também persistência, o que torna pouco provável a volta dos níveis de preços dos metais que prevaleceram no período compreendido entre 1980 e 2003.

As exportações de minerais da região reagiram aos altos preços, alcançando desde 2003 uma participação crescente no total de exportações regionais. Esta expansão das exportações de minerais e outros bens primários da América Latina e do Caribe tem sido qualificada como “reprimarizadora”. Contudo, desde 1964 a proporção das exportações de minerais no total das exportações da região vem caindo continuamente e foi inferior a 10% durante todo o período compreendido entre 1993 e 2006. Somente a partir de 2003 a participação das exportações de minerais da América Latina e do Caribe começou a aumentar novamente, seguindo uma trajetória muito similar à tendência mundial, e desde 2006 voltou a superar 10%. Em todas as regiões do mundo, as exportações de minerais se expandiram em resposta ao auge de preços e aos enormes lucros derivados de sua exploração (veja o gráfico I.2).

As exportações de minerais da América Latina e do Caribe também perderam participação nas exportações mundiais de minerais, de níveis próximos de 20% em 1964 para 10% em 1993. A partir desse ano, a região voltou a recuperar um maior peso nas exportações de minerais mundiais, chegando a 12,8% do total mundial no ano 2000 e mantendo níveis superiores a 15% durante a última década. A região conseguiu recuperar uma posição competitiva no setor mineral mundial, o que se reflete no fato de que a ponderação das exportações de minerais dentro das exportações totais da região continua sendo cerca do dobro da ponderação correspondente à média mundial (veja o gráfico I.2).

Gráfico I.2
AMÉRICA LATINA E CARIBE E MUNDO: PARTICIPAÇÃO DAS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS^a NAS EXPORTAÇÕES TOTAIS, 1962-2011
(Em porcentagens)



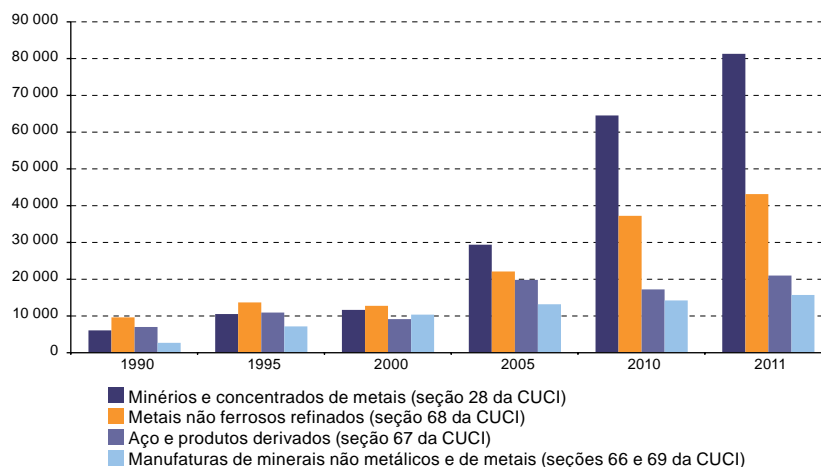
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Banco Mundial, World Development Indicators.

^a Inclui produtos correspondentes às seções 27 (fertilizantes e minerais brutos), 28 (minérios e resíduos de metais) e 68 (metais não ferrosos) da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3.

Ao decompor as exportações de minerais da região em exportação de minerais em etapa primária e exportação de minerais em etapa de manufatura, observa-se que a maior parte do crescimento observado na última década corresponde à exportação de minerais em etapas primárias de elaboração.

Como mostra o gráfico I.3, entre 2000 e 2011 a exportação regional de minerais de minérios e concentrados de metais (em etapas primárias, incluídos na seção 28 da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI)) teve um crescimento anual equivalente a 17,7%, o maior entre todas as categorias de exportações de minerais. Em segundo lugar, o conjunto de exportações de metais não ferrosos refinados (incluídos na seção 68 da CUCI) e de aço e produtos derivados (incluídos na seção 67 da CUCI), que representam etapas de manufatura inicial, exibem um aumento anual equivalente a 9,5%. Finalmente, a exportação de manufaturas de minerais não metálicos e de metais (seções 66 e 69 da CUCI), que corresponde ao nível de maior manufatura, registra um crescimento anual equivalente a 3,6%, o menor entre as exportações de minerais da região. Esta evolução das exportações de minerais deve-se principalmente ao fato de que na região o aumento da produção de metal em bruto não esteve acompanhado de um aumento equivalente da capacidade de refinação.

Gráfico I.3
AMÉRICA LATINA E CARIBE: EVOLUÇÃO DAS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS PRIMÁRIOS E MANUFATURAS DE MINERAIS ^a, 1990-2011
(Em milhões de dólares de 2005)

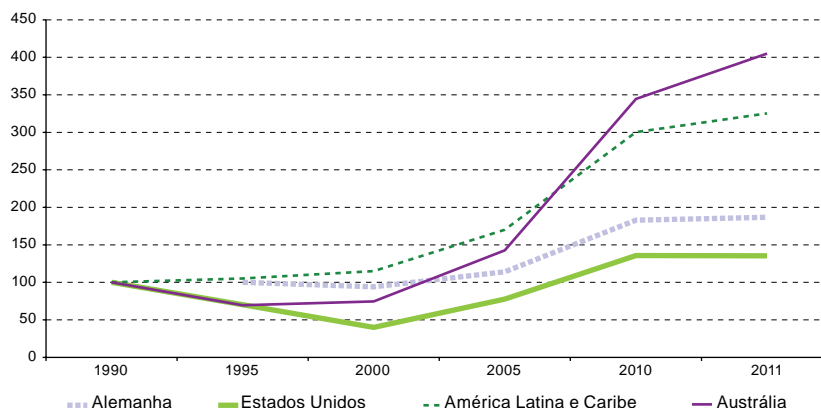


Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Nações Unidas, Base de dados estatísticos sobre o comércio de mercadorias (COMTRADE).

^a Grupos de minerais primários (seção 28), refinados (seção 68), aço e derivados (seção 67) e manufaturas de minerais (seções 66 e 69), estabelecidos de acordo com a Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3.

Esta concentração das exportações em minerais na etapa primária de processamento não é exclusiva da América Latina e do Caribe e ocorreu também com força na Austrália a partir de 2003. O seguinte gráfico mostra a evolução da razão entre as exportações de minerais em etapa primária e as exportações de minerais em etapa de manufatura. A razão é expressada como um índice, tomando 1990 como ano-base (com um valor de 100). A evolução deste índice mostra claras diferenças entre Alemanha, Austrália, Estados Unidos e América Latina e Caribe. A partir de 2003, o aumento do preço dos principais produtos básicos minerais tende a elevar o peso relativo das exportações primárias de minerais em relação às de minerais em etapa de manufatura, em todos os países. Contudo, observa-se como este processo de concentração é especialmente acentuado na Austrália e na América Latina e Caribe, onde o índice se multiplica por 4 e por 3,3, respectivamente, entre 1990 e 2011 (veja o gráfico I.4).

Gráfico I.4
**AMÉRICA LATINA E CARIBE E GRANDES PAÍSES EXPORTADORES DE MINERAIS:
 EVOLUÇÃO DA RAZÃO ENTRE AS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS
 EM ETAPA PRIMÁRIA E AS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS
 EM ETAPA DE MANUFATURA^a, 1990-2011**
 (Índice 1990=100)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Nações Unidas, Base de dados estatísticos sobre o comércio de mercadorias (COMTRADE).

^a O numerador corresponde às exportações de minerais de minério ou concentrados de cobre, ferro, prata, estanho, chumbo e níquel, entre outros (seção 28 da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional - CUCI). O denominador corresponde às exportações de produtos com um nível superior de manufatura, como metais não ferrosos refinados (cátodos de cobre, alumínio e níquel refinado, entre outros), metais ferrosos (aço e seus derivados) e produtos manufaturados em que se utilizam elementos metálicos como insumo principal. Os metais ferrosos e os metais não ferrosos refinados correspondem às seções 67 e 68 da CUCI, enquanto os produtos manufaturados correspondem às seções 66 e 69 da CUCI.

Esta evolução contrasta com a resposta muito mais moderada do índice nos países com maior especialização manufatureira, como Alemanha e Estados Unidos, onde as exportações de metais em etapa de manufatura conseguem manter sua competitividade relativa. Na América Latina e no Caribe, por exemplo, aumentou significativamente a produção de concentrados de cobre e ferro; contudo, a posterior refinação (etapa inicial da manufatura) não é feita dentro da região, sendo a China o principal destino desses minerais em etapa primária¹.

B. TENDÊNCIAS DA PRODUÇÃO, RESERVAS E INVESTIMENTO NO PERÍODO COMPREENDIDO ENTRE 1990 E 2012

A importância relativa da mineração nos países da CELAC apresenta níveis muito diversos. Podemos distinguir três grupos de países. Num primeiro grupo encontram-se Chile, Peru e Estado Plurinacional da Bolívia, onde a mineração representa cerca de 60%, 40% e 30% do valor total das exportações, respectivamente, e alcança uma participação no PIB de 15% no primeiro caso e 9% nos outros dois países (veja o quadro I.1). Na Jamaica, com exportações que equivalem a 42,5% das exportações totais, o setor mineral também tem

¹ Como assinalam Sánchez-Albavera e Lardé (2006), “a regra geral, nos países em desenvolvimento, é que a produção de mina não foi acompanhada por uma maior capacidade de fundição e refinação. Assim, à medida que avançava o grau de processamento, a capacidade instalada se concentrava nos países desenvolvidos, motivo pelo qual, por exemplo, países sem produção de mina, como Alemanha e Japão, estão entre os mais importantes produtores de refinados do mundo, abastecendo-se de minerais e concentrados dos países em desenvolvimento”.

alta importância relativa, mas vem perdendo peso no PIB (de 3,2% no ano 2000 para 1,2% em 2012). Numa categoria intermediária estão o Brasil e a Colômbia, países onde a mineração representa cerca de 20% das exportações totais e registra uma participação no PIB de 1% e 2%, respectivamente; segue-se a Guiana, cujas exportações de minerais representam 15,6% das exportações totais². No terceiro grupo, finalmente, estão Guatemala, Honduras e México, cujas exportações de minerais representam 12%, 9% e 8% de suas exportações totais, respectivamente, e alcançam proporções do PIB de 2,3%, 1,0% e 1,3%, respectivamente.

Quadro I.1
**AMÉRICA LATINA E CARIBE (15 PAÍSES) E GRANDES PAÍSES EXPORTADORES
 DE MINERAIS: PIB DA MINERAÇÃO E IMPORTÂNCIA RELATIVA DO SETOR
 NO PIB E NAS EXPORTAÇÕES, 2000-2003 A 2010-2012**
(Em milhões de dólares de 2005 e porcentagens)

País	PIB da mineração em milhões de dólares de 2005			PIB da mineração como porcentagem do PIB			Exportações de minerais como porcentagem das exportações totais ^a		
	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012 ^b
Argentina ^c	39 940	55 224	20 626	3,2	4,5	3,4	7,6	8,0	7,0
Bolívia (Est. Plur. da)	1 263	3 902	3 755	3,2	6,0	8,6	20,1	24,9	29,4
Mineração privada	-	-	-	-	-	-	0	0	0
COMIBOL	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Brasil	16 139	45 628	50 591	0,5	0,7	1,1	18,1	20,5	24,9
Chile (GMP-10 + CODELCO + ENAMI) ^d	25 370	124 907	78 171	7,2	16,0	14,7	43,0	61,0	62,6
Chile (Codelco + ENAMI) ^d	6 016	116 274	70 522	1,7	14,9	13,2	0,0	0,0	0,0
Chile (GMP-10) ^d	0	0	0				0,0	0,0	0,0
Colômbia (mineração + carvão) ^e	9 767	23 244	16 603	2,0	2,3	2,3	16,4	22,6	20,2
Colômbia (mineração)	-	-	-	-	-	-	7,6	9,6	5,3
Colômbia (carvão)	-	-	-	-	-	-	8,8	13,0	14,9
Equador ^c	5 126	27 489	19 396	3,7	10,5	12,6	1,3	1,6	1,5
Guatemala	810	2 518	2 289	0,9	1,5	2,3	7,3	8,0	12,3
Guiana	440	829	833	14,9	12,6	18,9	15,5	17,6	15,6
Honduras ^c	213	563	343	0,6	0,9	1,0	10,0	8,8	-
Jamaica ^c	1 992	1 827	276	3,6	2,9	1,2	61,8	60,9	42,5
México ^c	18 171	37 589	34 368	0,5	0,7	1,3	5,9	7,2	7,6
Nicarágua ^c	197	349	369	0,7	0,9	2,1	3,0	2,4	2,0
Peru	11 687	48 088	38 661	4,6	8,5	8,9	32,9	44,4	41,0
República Dominicana	582	798	355	0,3	0,4	0,3	6,6	13,2	11,9
Suriname	420	1 091	564	5,4	7,7	6,9	0,5	0,5	0,7
América Latina ^{c e}	502 349	1 205 531	604 830	4,6	6,8	6,0	11,7	16,4	21,4

² No âmbito regional, a Guiana é o país cujas exportações de minerais equivalem à porcentagem mais alta do PIB: 19%; contudo, essas exportações representam somente 15,6% do total de suas exportações. Assim, a dependência exportadora da Guiana no setor mineral é menor que a do Brasil e Colômbia.

Quadro I.1 (conclusão)

País	PIB da mineração em milhões de dólares de 2005			PIB da mineração como porcentagem do PIB			Exportações de minerais como porcentagem das exportações totais ^a		
	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012 ^b
Austrália	190 871	354 774	233 478	10,1	7,7	7,1			
Canadá	26 500	133 490	-	0,8	1,8	-			
Estados Unidos	121 310	229 900	147 333	0,3	0,3	0,4			
África do Sul ^c	47 786	105 597	63 884	7,2	7,5	8,5			

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em fontes oficiais nacionais para o PIB da mineração segundo a disponibilidade em cada país; e base de dados CEPALSTAT para outras variáveis.

^a Nas exportações de minerais consideram-se as seções 27, 28, 32, 66, 67, 68 e 69 da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3.

^b Nos casos da Colômbia, Equador, Guiana, Honduras, Peru, República Dominicana e Suriname somente se incluem dados de 2010 e 2011.

^c O PIB da mineração inclui os hidrocarbonetos.

^d O PIB mineiro corresponde a cobre de 2003 em diante. GMP-10 é a grande mineração privada do cobre, que inclui as dez maiores empresas privadas.

^e As exportações de minerais incluem a mineração do carvão.

1. Tendências da produção e das reservas minerais na região

A produção de minerais na América Latina e no Caribe (e, portanto, na CELAC) tem experimentado um desenvolvimento heterogêneo nos diversos países e por tipo de mineral. A participação regional na produção mundial de ouro, cobre e prata cresceu significativamente. Entre 1990 e 2012, aumentou a importância relativa da América Latina e do Caribe na produção mundial de alguns metais: dobrou no caso do ouro (passando de 10% para 21% do total mundial) e cobre em bruto (de 25% para 45%) e aumentou consideravelmente no caso da prata (de 34% para 48%), cobre refinado (de 15,7% para 20%) e molibdênio em bruto (de 16% para 24%). Isto contrasta com a escassa variação da participação regional na produção mundial de bauxita, ferro, níquel, chumbo e zinco e com a queda registrada na produção mundial de estanho e alumínio durante o mesmo período (veja o quadro I.2)³.

Quadro I.2
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: PARTICIPAÇÃO DA PRODUÇÃO DE MINERAIS
 NO TOTAL MUNDIAL, 1990-2012**
(Em porcentagens da produção total mundial)

Mineral	Porcentagens do total mundial						Produção em 2012 (milhares de toneladas) (exceto ferro, ouro e prata)	Três maiores produtores da região em 2012
	1990	1995	2000	2005	2010	2012		
Bauxita	22,9	26,7	26,0	27,5	21,5	19,6	50 568,2	Brasil, Jamaica e Suriname
Alumínio primário	9,2	10,4	8,9	7,5	5,5	4,4	2 049,6	Brasil, Argentina e Venezuela (República Bolivariana da)
Cobre em bruto	24,9	32,2	43,0	46,5	45,2	44,6	7 626,1	Chile, Peru e México
Cobre refinado	15,7	23,2	25,1	23,7	21,5	19,0	3 886,4	Chile, México e Peru
Ouro	10,3	12,5	14,4	18,1	19,2	21,4	554,7 ^a	Peru, México e Colômbia
Prata	34,2	38,3	38,5	41,8	48,7	47,7	11 789,2 ^a	México, Peru e Chile

³ A participação da região na produção mundial de estanho em bruto e estanho refinado diminuiu mais de 40%. Observou-se tendência similar no caso da participação regional na produção de alumínio primário, que mostrou queda de 50%, provavelmente devido ao seu custo de processamento (é intensivo em energia elétrica) em comparação com o que se registra em outras regiões. Contudo, a região manteve seu nível de participação na produção mundial de bauxita.

Quadro I.2 (conclusão)

Mineral	Porcentagens do total mundial						Produção em 2012 (milhares de toneladas) (exceto ferro, ouro e prata)	Três maiores produtores da região em 2012
	1990	1995	2000	2005	2010	2012		
Estanho em bruto	28,3	27,8	26,0	21,2	19,5	20,5	56,6	Peru, Bolívia (Estado Plurinacional da) e Brasil
Estanho refinado	23,1	15,8	14,9	18,0	16,6	13,7	49,3	Peru, Bolívia (Estado Plurinacional da) e Brasil
Ferro	22,6	24,9	26,1	26,0	22,6	21,1	422,6 ^b	Brasil, México e Venezuela (República Bolivariana da)
Molibdênio em bruto	15,8	18,2	35,2	37,3	31,8	23,8	63,1	Chile, Peru e México
Níquel em bruto	11,5	11,7	14,1	15,1	12,9	11,7	230,6	Brasil, Cuba e Colômbia
Níquel refinado	9,7	10,1	10,7	13,4	11,6	8,6	163,0	Brasil, Colômbia e Cuba
Chumbo em bruto	13,3	15,5	14,7	14,6	14,5	11,6	612,4	Peru, México e Bolívia (Estado Plurinacional da)
Chumbo refinado	7,8	7,6	8,4	7,2	7,4	5,0	522,7	México, Brasil e Argentina
Zinco em bruto	16,8	20,6	19,0	21,0	21,7	19,4	2 600,6	Peru, México e Bolívia (Estado Plurinacional da)
Zinco refinado	7,5	8,5	7,3	7,9	7,0	7,4	926,9	México, Peru e Brasil

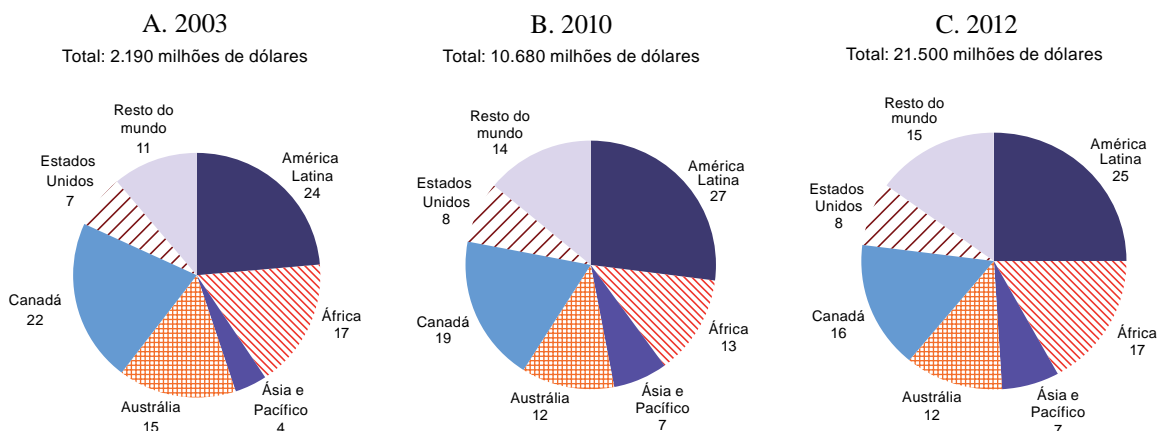
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), “Panorama y aporte fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella e J. Lardé, Santiago do Chile, inédito, 2012; Escritório Mundial de Estatísticas do Metal, base de dados; Gold Fields Mineral Services; e Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD).

^a Produção expressada em toneladas.

^b Produção expressada em milhões de toneladas métricas.

O auge de preços descrito impulsionou a alta dos investimentos em exploração de minerais como uma tendência em todo o mundo a partir de 2003. O orçamento mundial destinado a explorações de metais não ferrosos quase quintuplicou, ao passar de 2,19 bilhões de dólares em 2003 para 10,68 bilhões de dólares em 2010, e depois voltou a dobrar praticamente, chegando a 21,5 bilhões de dólares em 2012 (veja o gráfico I.5).

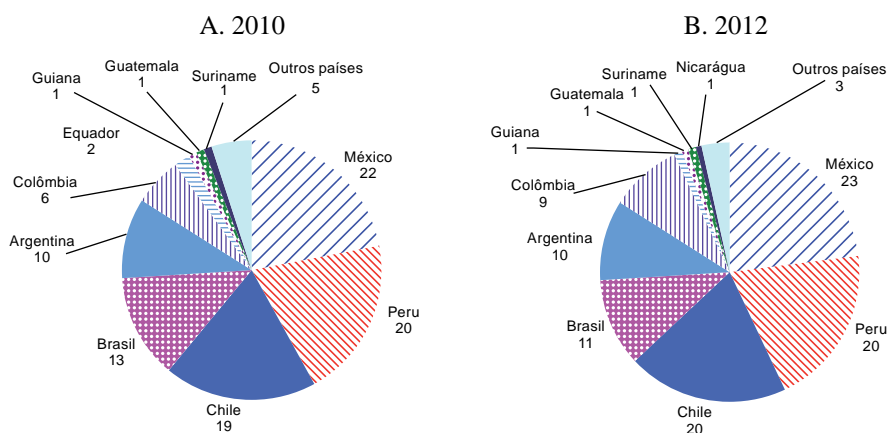
Gráfico I.5
DISTRIBUIÇÃO DO ORÇAMENTO MUNDIAL DE EXPLORAÇÃO DE MINERAIS,
POR REGIÃO OU PAÍS DE DESTINO, 2003, 2010 E 2012
(Em porcentagens)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Centro de Estudios del Cobre y la Minería (CESCO)/Metals Economics Group, *Tendencias en Exploración Mundial*.

A região da América Latina e Caribe é o principal receptor do investimento mundial em exploração de minerais desde 1994, em termos absolutos⁴. Entre 2003 e 2010, os orçamentos de exploração na região cresceram de 566 milhões de dólares para 3,024 bilhões de dólares. Em 2012, o orçamento de exploração superou 5 bilhões de dólares. A atividade de exploração de minerais concentra-se no Peru, México, Brasil, Chile e, em menor medida, Argentina (veja o gráfico I.6).

Gráfico I.6
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: PRINCIPAIS DESTINOS
 DA EXPLORAÇÃO DE MINERAIS, 2010 E 2012**
 (Em porcentagens do orçamento total de exploração destinado à região)



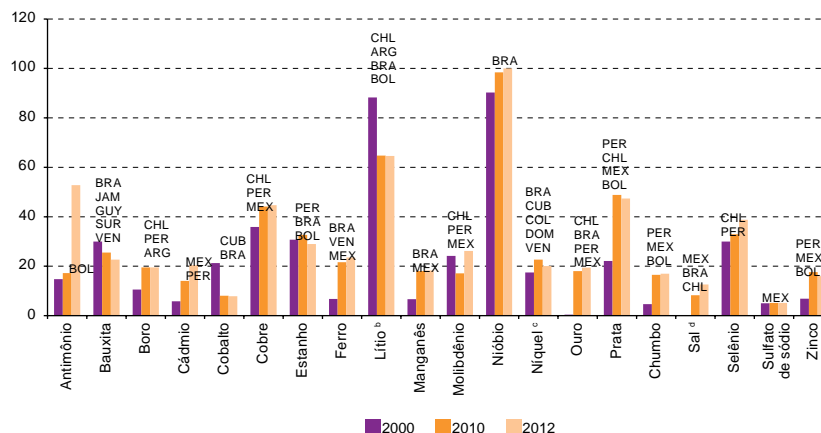
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Centro de Estudios del Cobre y la Minería (CESCO), base de dados; e Metals Economics Group.

Como resultado da intensificação das atividades de exploração na América Latina e no Caribe, aumentaram as reservas de grande parte dos minerais⁵. Por exemplo, as reservas de ouro, que ascendiam a 200 toneladas no ano 2000, localizadas principalmente no Peru, aumentaram até chegar em 2010 a mais de 9.200 toneladas, distribuídas no Chile, Brasil, Peru e México. Vários países latino-americanos possuem uma proporção importante das reservas minerais do planeta; concentram-se na região ao menos 65% das reservas mundiais de lítio (Chile, Argentina e Brasil), 49% das reservas de prata (Peru, Chile, Estado Plurinacional da Bolívia e México), 44% das reservas de cobre (Chile, Peru e, em menor grau, México), 33% das reservas de estanho (Peru, Brasil e Estado Plurinacional da Bolívia), 26% das reservas de bauxita (Brasil, Guiana, Suriname, República Bolivariana da Venezuela e Jamaica), 23% das reservas de níquel (Brasil, Colômbia, República Bolivariana da Venezuela, Cuba e República Dominicana) e 22% das reservas de ferro (Brasil, República Bolivariana da Venezuela e México), entre outros minerais. Estima-se que o potencial mineiro da região seja até maior, considerando que a informação geológica disponível ainda é insuficiente (veja o gráfico I.7).

⁴ No início da década de 1990, o gasto em exploração de minerais de países como Austrália, Canadá e Estados Unidos se desviou para a América Latina, devido aos maiores custos desta atividade que se observavam nessas economias por diversos fatores, como o esgotamento das reservas de algumas zonas minerais, cancelamento de incentivos fiscais e aumento das exigências ambientais, entre outros. Estes fatores, somados aos processos de liberalização, desencadearam um vertiginoso crescimento dos investimentos de exploração na América Latina, que se converteu no principal destino da exploração de minerais mundial durante duas décadas.

⁵ As reservas minerais se referem à proporção dos recursos identificados ou do patrimônio mineral cuja exploração pode ser economicamente viável, dependendo de fatores como os níveis relativos dos custos e preços, a tecnologia disponível e as características físicas da mina (teor, qualidade, tonelagem, espessura, profundidade e localização).

Gráfico I.7
AMÉRICA LATINA E CARIBE: PRINCIPAIS RESERVAS MINERAIS^a, 2000, 2010 E 2012
 (Em porcentagens do total mundial)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados de U.S. Geological Survey, *Mineral Commodity Summaries*, janeiro de 2011.

- ^a Sobre as barras indicam-se os países em que se localizam as maiores reservas.
^b O Estado Plurinacional da Bolívia possui 5,4 milhões de toneladas de “reservas base” de lítio; contudo, a definição de reserva utilizada pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS) não permite considerar esses recursos dentro da categoria.
^c As reservas de níquel da República Bolivariana da Venezuela são as estimadas pelo USGS em 2010.
^d Cloreto de sódio.

2. Tendências do investimento em mineração na região

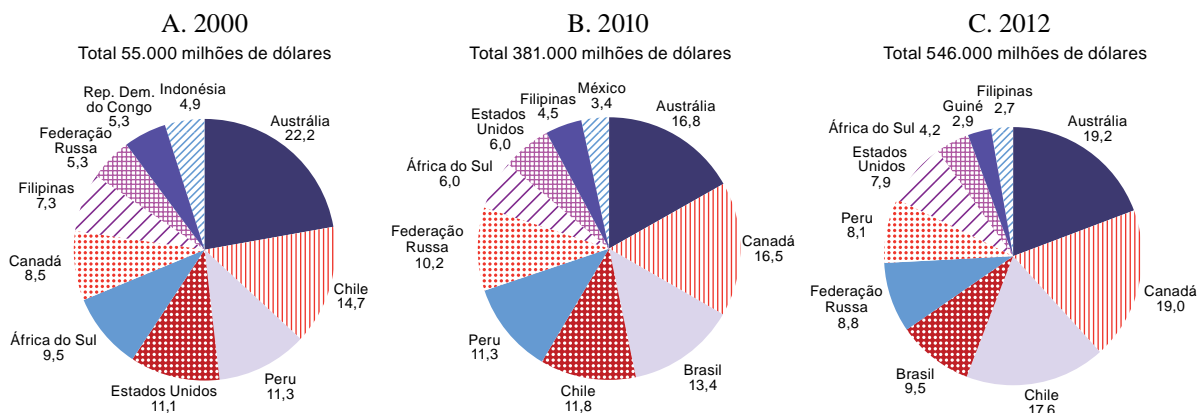
Na América Latina e no Caribe, a década de 1990 foi marcada por reformas de política e regulatórias orientadas a atrair investimento privado. No setor mineral estas reformas se caracterizaram por oferecer incentivos tributários e marcos jurídicos favoráveis, o que em alguns países incluiu contratos de estabilidade tributária por períodos prolongados. Em geral, traduziram-se em regras de jogo para o investimento em mineração altamente competitivas, que propiciavam condições fiscais mais frouxas em termos comparativos do que as de outras regiões minerais do mundo⁶.

Entre 2000 e 2013, o investimento mundial total em projetos de mineração se multiplicou quase por dez, ao aumentar de 86 para 735 bilhões de dólares, dos quais a América Latina captou cerca de 30%, seguida pela América do Norte (principalmente Canadá), que concentrou 20%, Oceania (principalmente Austrália), com 17%, e depois África (14%) e Ásia (10%). A América Latina se converteu na região que reúne a maior carteira de investimentos mineiros planejados no âmbito mundial (não materializados). Segundo a pesquisa anual de *Engineering & Mining Journal*, os projetos de investimento anunciados para a região ascendiam em 2010 a 180 bilhões de dólares e em 2012 a 210 bilhões de dólares, ou seja, quase um terço do total do investimento em mineração anunciado no mundo. Esta pesquisa é um indicador da capacidade de atração de investimento em mineração dos países e da rentabilidade esperada desses investimentos.

⁶ Otto e outros (2007) elaboraram uma comparação internacional de 24 países voltados à mineração, segundo a qual Chile e Argentina se encontram nos 20% de países com menor taxa de tributação efetiva e maior rentabilidade privada e o Estado Plurinacional da Bolívia nos 33% superiores. México e Peru se situam mais perto da média internacional, pois ocupam respectivamente os postos 13 e 17 nesta classificação. Veja também Otto (2004).

Em 2013, Brasil, Chile e Peru se situaram entre os dez principais países de destino do investimento em mineração (veja o gráfico I.8). Os metais que atraíram os maiores investimentos são o ferro (27%), o cobre (27%), o ouro (16%), o níquel em bruto (14%) e o níquel refinado (3%), que em conjunto representam 87% do total do investimento de projetos em carteira.

Gráfico I.8
DISTRIBUIÇÃO DOS INVESTIMENTOS MINEIROS ENTRE OS DEZ PRINCIPAIS PAÍSES DESTINATÁRIOS, 2000, 2010 E 2013
(Em porcentagens)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados de Engineering & Mining Journal.

C. EVOLUÇÃO DA RENDA ECONÔMICA DO SETOR MINERAL, PARTICIPAÇÃO ESTATAL E ASPECTOS FISCAIS

Nos países com importantes dotações de gás e petróleo existe uma longa trajetória de evolução dos regimes e instrumentos fiscais aplicados para assegurar a apropriação pública das rendas derivadas de sua exploração. A participação direta do Estado na exploração, seja por meio de empresas públicas ou da propriedade de ações, é a regra. No setor petrolífero também são práticas comuns a aplicação de impostos sobre lucros extraordinários (*windfall taxes*), à medida que o preço internacional supera certos umbrais, e a utilização de contratos de risco e/ou produção compartilhada (*production sharing contracts*, PSC), entre outros instrumentos orientados a assegurar uma participação progressiva do Estado na renda do petróleo e do gás natural durante os ciclos de auge de preços⁷.

Nos países voltados à mineração, por outro lado, a exploração do recurso geralmente é feita através de concessões a empresas privadas, e a participação direta do Estado na produção por meio de empresas públicas constitui exceção, como é o caso chileno, em que opera a Corporación Nacional del Cobre de Chile (CODELCO). Nos regimes de concessões, o imposto sobre os lucros declarados é o principal instrumento mediante o qual o Estado participa nas rendas geradas pela exploração de minerais. O imposto sobre lucros representa o grosso da participação pública e é complementado de forma marginal pela aplicação de royalties,

⁷ A progressividade é entendida aqui, em sentido geral, como uma participação estatal proporcionalmente maior nas rendas cumulativas desses setores nos ciclos de auge de preços. Mediante os instrumentos mencionados, procura-se assegurar uma participação estatal progressivamente maior uma vez que os projetos recuperam seus custos de exploração e investimento de capital e alcançam – e superam – umbrais crescentes em suas taxas de retorno, além dos padrões mínimos considerados como categoria de investimento (*investment grade*) normal na indústria da mineração em outros países com ágios de risco similares. Instrumentos deste tipo se aproximam das propriedades teóricas de um imposto sobre a renda do recurso (*resource rent tax*) que seria neutro frente às decisões de investimento. Veja FMI (2010).

habitualmente baseados na produção. Em alguns países, como o Estado Plurinacional da Bolívia, Colômbia e Peru, parte da receita arrecadada através de royalties é distribuída às regiões produtoras e entidades de governo subnacionais (nas províncias, departamentos e outros níveis da administração). A maior parte da receita pública da mineração é captada através do imposto sobre os lucros e centralizada no fisco.

Em contraste com o que ocorre no setor petrolífero, os regimes fiscais do setor mineral na América Latina e no Caribe não incorporaram instrumentos orientados a assegurar a participação progressiva do Estado em períodos de lucros extraordinários⁸. A magnitude e persistência do último ciclo de preços dos metais dirigiu uma crescente atenção política ao grau de progressividade da participação dos Estados nas rendas dos setores exportadores de minerais.

1. Participação estatal na renda do setor mineral durante o período compreendido entre 2000 e 2012

A importância econômica do setor mineral e suas contribuições fiscais durante o período compreendido entre 2000 e 2012 variaram com o ciclo de preços exibido pelos metais. Para fins de análise, convém dividi-lo em três períodos diferenciados: i) o período compreendido entre 2000 e 2003, anterior ao início do ciclo de preços; ii) o período compreendido entre 2004 e 2009, em que ocorreu o maior auge do preço internacional dos metais, que alcançou níveis máximos em 2007 e depois foi interrompido pela crise financeira global do final de 2008 e 2009; iii) o período compreendido entre 2010 e 2012, posterior à crise financeira, em que se manifestou uma recuperação de preços e uma tendência recente à estabilização em níveis inferiores aos máximos alcançados previamente, numa faixa entre 20% e 25%.

O quadro I.3 mostra o comportamento da renda econômica do setor mineral e as receitas fiscais procedentes desse setor como porcentagem do PIB durante os três períodos de análise. A participação do Estado através das receitas fiscais captadas da atividade da mineração é mostrada como porcentagem do PIB, como porcentagem das receitas fiscais totais e como porcentagem da renda da mineração estimada, para um conjunto de 15 países da América Latina e do Caribe. Adiante descrevem-se as tendências observadas na evolução da renda da mineração e as contribuições fiscais do setor.

Na América Latina e no Caribe, a renda econômica⁹ do setor mineral como porcentagem do PIB triplicou no período do auge de preços que se estendeu entre 2004 e 2009 em relação à média registrada no período anterior, compreendido entre 2000 e 2003, passando de 0,6% a 2,1% do PIB regional (Banco Mundial, 2012). Os países em que ocorreram os maiores aumentos da renda econômica estimada do setor mineral entre os dois períodos foram Peru (onde aumentou de 0,4% para 7,5% do PIB), Estado Plurinacional da Bolívia (de 0,1% para 2,4% do PIB), Colômbia (de 0,3% para 1,9% do PIB), Chile (de 6,5% para 17,3% do PIB) e Brasil (de 0,9% para 2,3% do PIB) (veja a primeira coluna do quadro I.3).

⁸ Talvez a única exceção na região seja o contrato do projeto Pueblo Viejo, assinado entre o Governo da República Dominicana e Barrick Gold Corporation. Este contrato incorpora a condição de que, uma vez que o projeto tenha alcançado a taxa interna de retorno de 10%, o Estado começará a participar com 28,75% no lucro líquido. Em combinação com royalties de 3,2% e o imposto sobre a renda de 25%, este instrumento aproximaria a participação do Estado dominicano nos fluxos líquidos do projeto a cerca de 50%. Trata-se do Contrato Especial de Arrendamento Mineiro (CEAM) de Pueblo Viejo, que foi emendado e ratificado em 2009 por ambas as câmaras do congresso da República Dominicana. Mais detalhes podem ser encontrados em CEPAL (2011). Em geral, existem diversas combinações de instrumentos fiscais que se aproximam de um imposto eficiente sobre a renda gerada pela exportação de recursos naturais (resource rent tax), assegurando a participação progressiva e acumulativa nos benefícios produzidos nos ciclos de bonança.

⁹ A renda econômica “pura” do recurso mineral é a diferença entre o valor da produção ao preço internacional e o custo de produção do mineral na boca da mina. Desta renda econômica do setor derivam-se: i) os pagamentos fiscais que o Estado recebe a título de impostos, royalties e outros tributos; ii) o lucro privado das empresas extrativas; iii) o pagamento dos fatores de produção utilizados além da etapa de extração, que em sua maioria consistem em remunerações aos empregados das empresas extrativas.

Quadro I.3
**AMÉRICA LATINA E CARIBE (15 PAÍSES) E GRANDES PAÍSES EXPORTADORES
 DE MINERAIS: RENDA ECONÔMICA DA MINERAÇÃO COMO PROPORÇÃO
 DO PIB E RECEITAS FISCAIS POR MINERAÇÃO
 COMO PROPORÇÃO DO PIB, DAS RECEITAS FISCAIS
 TOTAIS E DA RENDA DA MINERAÇÃO**
(Em porcentagens)

País	renda da mineração como porcentagem do PIB ^a			Receitas fiscais por mineração como porcentagem do PIB			Receitas fiscais por mineração como porcentagem das receitas fiscais totais			Receitas fiscais por mineração como porcentagem da renda da mineração		
	2000- 2003	2004- 2009	2010- 2012	2000- 2003 ^b	2004- 2009 ^c	2010- 2012 ^d	2000- 2003 ^b	2004- 2009 ^c	2010- 2012 ^d	2000- 2003 ^b	2004- 2009 ^c	2010- 2012 ^d
Argentina ^e	0,1	0,4	0,6	0,1	0,3	0,2	0,5	1,0	1,0	112,8	56,0	25,8
Bolívia (Est. Plur. da)	0,1	2,4	4,9	0,1	0,6	1,3	0,5	2,2	4,2	123,9	27,1	24,5
Minería privada	-	-	-	0,1	0,6	1,0	0,4	1,9	3,4	115,0	23,6	20,2
COMIBOL	-	-	-	0,0	0,1	0,2	0,0	0,3	0,7	8,9	3,5	4,3
Brasil	0,9	2,3	2,6	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	7,8	6,4	9,3
Chile (GMP-10 + CODELCO + ENAMI) ^f	6,5	17,3	16,7	0,9	6,2	4,3	4,3	25,8	19,4	14,4	35,7	25,9
Chile (CODELCO + ENAMI) ^f	-	-	-	0,7	3,8	2,4	3,5	16,0	10,6	11,6	22,2	14,1
Chile (GMP-10) ^f	-	-	-	0,2	2,3	2,0	0,8	9,7	8,8	2,8	13,5	11,7
Colômbia (mineração + carvão) ^g	0,3	1,9	2,3	0,2	0,4	0,4	0,6	1,6	1,6	23,3	22,9	15,7
Colômbia (mineração)	0,3	0,9	0,9	0,1	0,2	0,1	0,2	0,6	0,4	23,3	17,7	11,2
Colômbia (carvão)	0,0	1,0	1,5	0,1	0,3	0,3	0,4	1,0	1,2	-	27,4	18,4
Equador ^e	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guatemala	0,0	0,3	0,9	-	0,0	0,1	-	0,4	0,9	-	12,2	10,8
Guiana	4,2	7,4	14,6	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Honduras ^e	0,1	0,7	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jamaica ^e	1,6	1,8	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
México ^g	0,1	0,4	0,9	0,1	0,1	0,1	0,3	0,8	1,5	129,6	29,5	15,3
Nicarágua ^e	0,1	0,4	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	0,4	7,5	9,0	0,2	1,5	1,5	1,0	8,6	8,3	43,7	20,4	17,2
República Dominicana	0,6	1,8	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suriname	3,4	5,0	9,3	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
América Latina ^{e g}	0,6	2,1	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Austrália	1,5	4,2	7,0	-	-	-	-	-	-	-	26,2	-
Canadá	0,2	0,5	0,2	-	-	-	-	-	-	-	36,0	-
Estados Unidos	0,0	0,1	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África do Sul ^e	0,8	2,5	4,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Banco Mundial, “World Development Indicators (WDI)” 2012 [on-line] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>, para estatísticas de renda da mineração (em porcentagens do PIB); fontes oficiais nacionais para receitas fiscais por mineração segundo disponibilidade em cada país; e Base de dados CEPALSTAT para outras variáveis.

^a Considera-se a renda da mineração e do carvão na Colômbia, México e América Latina. O valor de 2012 foi estimado a partir da renda de 2011 em proporção ao índice de preços de metais do FMI (renda da mineração) e do índice de preços do carvão do FMI (renda carvão).

^b No México somente se considera o período 2002-2003.

^c Na Guatemala somente se considera o projeto Mina Marlin a partir de 2006.

^d No Estado Plurinacional da Bolívia e Colômbia somente se considera o período 2010-2011.

^e O PIB da mineração inclui os hidrocarbonetos.

^f Corresponde ao PIB mineiro do cobre de 2003 em diante. GMP-10 é a grande mineração privada do cobre, que inclui as dez maiores empresas privadas.

^g As receitas fiscais incluem a mineração do carvão.

Este notório aumento da renda econômica da mineração registrado durante o período compreendido entre 2004 e 2009 se traduziu em um significativo aumento em termos absolutos das receitas fiscais provenientes do setor mineral. Os países cujas receitas fiscais originadas na mineração tiveram os maiores crescimentos foram o Estado Plurinacional da Bolívia (onde passaram de 0,1% para 0,6% do PIB), Chile (de 0,9% para 6,2% do PIB) e Peru (de 0,2% para 1,5% do PIB). Com crescimentos um pouco menores, seguem-se Colômbia (de 0,2% para 0,4% do PIB) e Brasil (de 0,1% para 0,15% do PIB) (veja a segunda coluna do quadro I.3)¹⁰.

Durante o período mais recente, compreendido entre 2010 e 2012, a renda do setor mineral continuou crescendo a um menor ritmo, chegando a uma média de 2,6% do PIB regional. Frente a este aumento da renda da mineração regional, seria de esperar também um aumento das receitas fiscais contribuídas pelo setor mineral em todos os países. Contudo, no período indicado observa-se uma estagnação das receitas fiscais da mineração na Argentina, Colômbia e Peru, e uma forte redução no Chile, tanto em termos de porcentagem do PIB, como de porcentagem das receitas fiscais totais. No caso do Chile, as receitas fiscais da mineração diminuíram 30%, de 6,2% do PIB (média 2004-2009) para 4,3% do PIB (média 2010-2012)¹¹. Entre os países estudados, somente o Estado Plurinacional da Bolívia, Brasil, Guatemala e México registram aumento das receitas fiscais da mineração durante o período mais recente.

Ao analisar em termos mais amplos o que ocorreu nos dois períodos (2004-2009 e 2010-2012), comprova-se que o crescimento das receitas fiscais da mineração não guarda proporção direta com o crescimento das rendas mineiras. Observa-se uma evolução heterogênea nos países, que reflete diferenças na capacidade de resposta dos respectivos regimes fiscais para tributar as rendas extraordinárias geradas no ciclo de alta de preços do período compreendido entre 2004 e 2009 e também frente à desaceleração do crescimento da renda da mineração no período mais recente, compreendido entre 2010 e 2012.

Por exemplo, no caso do Chile, entre os períodos 2000-2003 e 2004-2009 a renda da mineração triplicou, passando de 6,5% para 17,3% do PIB, e as receitas fiscais se multiplicaram por mais de seis, ao aumentar de 0,9% para 6,2% do PIB. CODELCO, que gera um terço da produção nacional, contribuiu com dois terços deste aumento da receita fiscal, enquanto a mineração privada forneceu o terço restante da receita fiscal, apesar de controlar mais de 60% da produção mineral do país. No período compreendido entre 2010 e 2012, a renda da mineração estimada do Chile se manteve constante em níveis próximos de 17% do PIB; contudo, as receitas fiscais caíram 30%, ao passar de 6,2% do PIB (média do período 2004-2009) para 4,3% do PIB (média do período 2010-2012), conforme indicado anteriormente.

As receitas fiscais provenientes da mineração, expressadas como porcentagem da renda econômica total estimada do setor, são um indicador da participação que os Estados captam do valor econômico total gerado pelo setor mineral, por meio de impostos e royalties (veja a última coluna do quadro I.3).

A porcentagem que os países obtêm como receitas fiscais do total da renda da mineração durante os períodos de auge de preços também é um indicador do grau de progressividade de seus atuais regimes tributários.

¹⁰ Ao comparar a média anual das receitas fiscais da mineração como porcentagem do PIB entre os três períodos analisados (2000-2003, 2004-2009 e 2010-2012), observa-se que as receitas fiscais aumentaram no Estado Plurinacional da Bolívia de 0,10% para 0,64% e depois para 1,61% do PIB, respectivamente; no Brasil, de 0,07% para 0,15% e 0,24% do PIB; na Colômbia, de 0,17% para 0,43% e 0,44% do PIB; no México, de 0,07% para 0,11% e 0,14% do PIB; no Peru, de 0,39% para 2,05% e 2,24% do PIB. As receitas fiscais da mineração só passaram a ser significativas na Guatemala (0,1% do PIB) durante o último período: 2009-2012.

¹¹ Como resultado da conjuntura do período 2010-2012, no Chile as contribuições fiscais da empresa estatal CODELCO diminuíram quase 40% e os da mineração privada 16%. É preciso efetuar mais análises para explicar este resultado, mas alguns dos fatores associados seriam o aumento de custos da atividade mineira nesse país (por exemplo, devido ao alto custo da energia, entre outros) e a diminuição do teor do mineral em algumas jazidas. Contudo, o Chile continua registrando a maior renda da mineração (16,7% do PIB) entre todos os países da região.

Na prática internacional, os regimes fiscais do setor mineral em geral não incorporaram instrumentos fiscais para captar rendas extraordinárias em períodos de auge de preços. Tampouco é comum no setor mineral a participação direta do Estado através de empresas públicas.

No âmbito internacional observa-se que os países petrolíferos tendem a obter níveis mais altos deste indicador (receitas fiscais do setor como porcentagem de sua renda econômica), entre 65% e 75%, em comparação com os países voltados à mineração, onde se registram níveis entre 30% e 35%. Esta tendência geral reflete uma maior participação direta do Estado na produção através de empresas petrolíferas públicas e mistas, bem como o maior desenvolvimento relativo dos regimes fiscais petrolíferos na formulação de instrumentos fiscais e tipos contratuais que asseguram maior progressividade da participação do Estado na renda do setor¹².

Durante o período de maior auge de preços (de 2004 a 2009), observou-se que os países com maior tradição mineira da região conseguiram aumentar a participação, em termos de receitas fiscais, até porcentagens de apropriação entre 27% e 35% da renda econômica total estimada do setor¹³; foi o caso do Estado Plurinacional da Bolívia, Chile e Peru em mineração metálica, e Colômbia em mineração do carvão¹⁴. Estas proporções estão dentro da faixa registrada neste mesmo indicador em países voltados à mineração da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como Austrália (26%) e Canadá (36%). O Chile alcançou 35,7% de participação do Estado na renda econômica estimada do setor durante este período, proporção na qual foi fundamental a contribuição fiscal da empresa estatal CODELCO, de 22,2%, que quase duplicou a contribuição da grande mineração privada, em que se incluem as dez maiores companhias privadas (GMP-10), que foi de 13,5%¹⁵.

No Brasil, Guatemala e Honduras, dentro do grupo de países analisados, as receitas fiscais captadas só alcançaram níveis próximos ou mesmo inferiores a 10% da renda da mineração, o que representa menos da metade da média alcançada na maioria dos países voltados à mineração. Isto sugere que existe espaço para ajustar os atuais quadros fiscais aplicados ao setor e levar as porcentagens de apropriação pública das rendas geradas a níveis mais próximos da média internacional.

Antes do início do auge de preços em 2003, em todos os países analisados a porcentagem de participação na renda econômica do setor mineral era em média inferior a 20%, com exceção da Colômbia, onde se registrava 23,3%, principalmente pela contribuição da mineração de carvão, que tem uma dinâmica de preços muito diferente da mineração metálica.

¹² A Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas (EITI) publica os pagamentos recebidos pelos governos e os realizados pelas indústrias extrativas (mineração, petróleo e gás) nos países-membros que voluntariamente aderiram a esta organização. Uma revisão dos dados publicados pela EITI para 29 países-membros (inclusive 19 africanos, quatro asiáticos, o resto da Europa, Oriente Médio e Oceania, e Peru como único país da América Latina e Caribe) permite corroborar que, em geral, os Estados conseguem captar uma maior porcentagem da renda econômica total do setor de hidrocarbonetos que da renda econômica total do setor mineral.

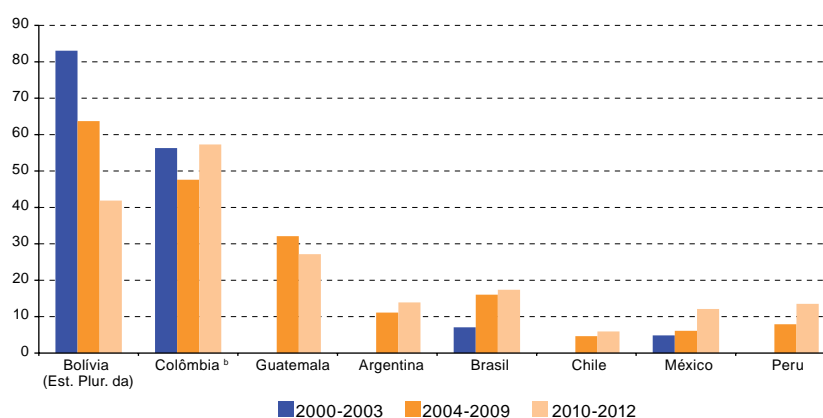
¹³ A renda econômica estimada para o setor corresponde à estatística “renda da mineração” (como porcentagem do PIB) publicada pelo Banco Mundial em sua base estatística World Development Indicators (WDI). Segundo o conjunto de fontes consultadas, a média internacional (benchmark) deste indicador estaria em 30% a 33% de participação estatal na renda total do setor. Como aproximação de uma média internacional utilizaram-se dados publicados por PriceWaterhouseCoopers (2011) sobre impostos e royalties pagos pelas dez maiores empresas mineiras do mundo, lucros declarados e pagamento de fatores (empregados) entre 2005 e 2010. A soma de impostos pagos, lucros declarados e pagamento de empregados constitui uma aproximação da renda econômica do setor. Para as dez maiores empresas mineiras do mundo, os impostos pagos como porcentagem desta renda estimada se manteve em média em torno de 33% no período compreendido entre 2005 e 2010.

¹⁴ As receitas fiscais da mineração (excluindo o carvão) na Colômbia só conseguiram captar 17,7% da renda econômica estimada durante o período 2004-2009.

¹⁵ A contribuição da CODELCO é ainda mais significativa se considerarmos que a empresa estatal representa quase dois terços da participação do Estado na renda econômica do setor, sendo responsável por somente um terço da produção de cobre do país.

Alguns países, entre eles Chile e Peru, reagiram ao auge de preços do período compreendido entre 2004 e 2009 mediante a introdução do pagamento de royalties, buscando instrumentos adicionais para complementar a arrecadação obtida através do imposto sobre lucros declarados pelas empresas mineiras. Na maioria dos países as receitas a título de royalties representam uma parcela marginal da contribuição fiscal total do setor mineral: cerca de 5% no caso do Chile, cerca de 10% na Argentina, México e Peru e cerca de 15% no Brasil (veja o gráfico I.9). Somente no Estado Plurinacional da Bolívia e Colômbia a contribuição fiscal dos royalties é mais importante e chega a uma proporção entre 40% e 50% do total.

Gráfico I.9
AMÉRICA LATINA (8 PAÍSES): PARTICIPAÇÃO DOS ROYALTIES NO TOTAL DE RECEITAS FISCAIS POR MINERAÇÃO (IMPOSTOS E ROYALTIES)^a, 2000-2003 A 2010-2012
(Em porcentagens)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em estatísticas fiscais oficiais dos países.

^a Participação calculada como a porcentagem que os royalties representam em relação à soma de impostos e royalties.

^b Corresponde à mineração excluindo o carvão.

Mesmo com estas ineficiências nos regimes fiscais aplicados ao setor mineral na região, sua importância como fonte de receitas fiscais para os Estados aumentou de maneira sustentada durante a última década. Em todos os países estudados a contribuição da mineração às receitas fiscais no período compreendido entre 2004 e 2009 se multiplicou até quatro e cinco vezes em relação à contribuição média registrada no período compreendido entre 2000 e 2003.

As receitas fiscais oriundas do setor, expressadas como porcentagem das receitas fiscais totais do governo, são um indicador da importância do setor mineral como fonte de receitas fiscais para os Estados e assinalam também o grau de vulnerabilidade fiscal dos países frente aos ciclos de preços da atividade mineira (veja a terceira coluna do quadro I.3).

No período mais recente, compreendido entre 2010 e 2012, registrou-se tendência à estabilização da contribuição fiscal da mineração como porcentagem das receitas fiscais totais no caso do Peru (cerca de 12%), Colômbia (1,6%) e Argentina (1,0%). Nesse mesmo período, em comparação com o período anterior (2004-2009), a média das receitas fiscais provenientes da mineração como porcentagem das receitas fiscais totais continuou aumentando no Estado Plurinacional da Bolívia, de 2,2% para 4,2%, no Brasil, de 0,5% para 0,8%, na Guatemala, de 0,4% para 0,9%, e no México, de 0,8% para 1,5%. Embora este crescimento tenha se iniciado em níveis relativamente baixos, reflete a crescente importância que o setor mineral está adquirindo como fonte de arrecadação fiscal nesses países.

2. Lições normativas derivadas desses resultados

O ciclo de preços do período compreendido entre 2004 e 2009 evidencia a ineficiência dos atuais regimes fiscais mineiros para assegurar uma participação progressiva do Estado na renda da mineração durante os períodos de auge de preços. O fato de que o principal instrumento de participação estatal seja o imposto sobre os lucros declarados pelas empresas mineiras ressalta a relevância que tem para os governos contar com mecanismos independentes e indicadores específicos, mediante os quais seja possível transparentar a rentabilidade e os custos do setor frente aos ciclos de preços. Isto constitui uma matéria pendente na maioria dos países. A existência de uma empresa estatal que possa servir de testemunha para transparentar rentabilidades e custos contribuiria para cobrir parcialmente esta necessidade.

Em linhas gerais, os regimes fiscais do setor mineral não estavam preparados para tributar progressivamente as rendas extraordinárias geradas durante o ciclo de alta de preços do período compreendido entre 2004 e 2009. No Peru, por exemplo, antes do início do ciclo de preços nos contratos de concessões mineiras foram introduzidas cláusulas de estabilidade tributária que reduziram a capacidade de reação. Em anos recentes, diversos organismos internacionais, em particular o Fundo Monetário Internacional (FMI), recomendaram que os governos estudassem a possibilidade de fazer ajustes no quadro fiscal para incluir instrumentos que assegurem uma maior progressividade da participação do Estado, por exemplo, instrumentos que se aproximem das propriedades de um imposto em que a participação do Estado é crescente no fluxo de renda cumulativa do projeto uma vez que este cubra, e supere, as taxas internas de retorno normais para a indústria (ou seja, que se aproximem das propriedades de um *resource rent tax*¹⁶).

Os países deveriam avançar rumo a uma maior integração e coordenação regional de ações para introduzir inovações progressivas no regime fiscal e harmonizar os termos aplicados aos investimentos mineiros. Tendo em vista o enorme potencial de expansão que o setor mineral da região apresenta nas próximas décadas, obter uma maior progressividade da participação do Estado neste desenvolvimento se converte em um objetivo essencial e uma tarefa pendente para os países; a isso se soma a necessidade de construir estruturas de cooperação entre os países receptores de investimento em mineração, para evitar a concorrência fiscal perversa que atua em sentido contrário a esses objetivos e que surge quando se mantêm regimes relativamente mais relaxados que a média internacional, que já cumpriram seu propósito e que não se adequam ao novo ambiente do setor mineral na região.

No caso do Chile, um exame das participações relativas da empresa estatal e da mineração privada nas contribuições fiscais do setor mostra que a estratégia de contar com uma empresa estatal parece ter sido determinante nesse país para alcançar maiores porcentagens de participação pública na renda econômica do setor. Também se observa a importância de contar com algum mecanismo público que tenha a capacidade de transparentar as rentabilidades e custos do setor como empresa testemunha, em particular sob os regimes atuais, baseados principalmente no imposto sobre os lucros das empresas. Frente à importância destas funções para alcançar os resultados que o Chile exhibe, observa-se um atraso preocupante da dinâmica de investimento da CODELCO em comparação com a das grandes empresas mineiras privadas, que, se for mantido, redundará em uma perda de participação da empresa estatal na produção nacional de cobre no médio e longo prazo e na consequente perda de sua capacidade para seguir desenvolvendo essas funções. Esta tendência é contrária ao objetivo de obter uma maior participação pública na renda da mineração, já que CODELCO é responsável pela maior parte da contribuição fiscal da atividade mineira no Chile. A incapacidade de assegurar um perfil de investimento ótimo, com a consequente redução de competitividade da empresa estatal, é uma síndrome que aflige com frequência as empresas estatais petrolíferas da região.

¹⁶ Pode-se encontrar um tratamento detalhado do instrumento *resource rent tax* (RRT) em FMI (2010) e recomendações mais recentes sobre o tema em FMI (2012a) e FMI (2012b).

Bibliografia

- Banco Mundial (2012), “World Development Indicators (WDI)” [on-line] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>.
- CEPAL (Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe) (2012), “Panorama y aporte fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella e J. Lardé, Santiago do Chile, inédito.
- ____ (2011), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2010* (LC/G.2494-P), Santiago do Chile, maio. Publicação das Nações Unidas, Nº de venda: S.11.II.G.4.
- ____ (2010), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2009* (LC/G.2447-P), Santiago do Chile. Publicação das Nações Unidas, Nº de venda: S.10.II.G.4.
- FMI (Fundo Monetário Internacional) (2012a), “Macroeconomic Policy Frameworks for Resource Rich Developing Countries”, 24 de agosto [on-line] <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/082412.pdf>.
- ____ (2012b), “Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation. Fiscal Affairs Department”, 15 de agosto [on-line] <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>.
- ____ (2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Washington, D.C.
- Otto, James (2004), *Comparative International Tax Regimes*, vol. 50, Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
- Otto, James e outros (2007), “Royalties mineros, un estudio global de su impacto en los inversionistas, el gobierno y la sociedad civil”, Santiago do Chile, *Foro en Economía de Minerales*, vol. IV, Ediciones Universidad Católica de Chile/Banco Mundial, março.
- PricewaterhouseCoopers (2011), “Mine 2011: the game has changed. Review of global trends in the mining industry” [on-line] www.pwc.com/mining.
- Sánchez-Albavera, Ricardo e Jeannette Lardé (2006), “Minería y competitividad internacional en América Latina”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, Nº 109 (LC/L.2532), Santiago de Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), junho.

Capítulo II

O SETOR DOS HIDROCARBONETOS NOS PAÍSES DA CELAC: TENDÊNCIAS E EVOLUÇÃO RECENTE

A. INTRODUÇÃO

Na região observa-se uma variedade de formas de organização do setor de produção de petróleo e gás natural. Nos anos 90, países como a Argentina, o Estado Plurinacional da Bolívia, o Equador e a República Bolivariana da Venezuela promoveram a participação privada nas atividades de exploração e produção, assim como reformas no regime de transporte, refinação e distribuição. Na última década estes países avançaram para um maior controle estatal do setor dos hidrocarbonetos, incluindo o controle de preços, a renegociação contratual, a nacionalização de ativos e o fortalecimento do papel da empresa estatal na organização do setor, entre outros aspectos.

No México, desde a nacionalização do setor em 1938, o monopólio de todas as atividades pertence à empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX), que trata de equilibrar sua obrigação de financiadora do orçamento público, e implicitamente de pagadora de dívida, com sua obrigação de produzir petróleo, manter seu status de exportador, satisfazer a opinião pública e realizar investimentos num panorama de limitada independência operacional e orçamentária, entre outras. No âmbito da reforma energética iniciada em 2008, que se complementa a partir do anunciado Pacto pelo México de 2012, espera-se que o controle estatal sobre a empresa e o setor se mantenha e que se promova uma modernização da indústria através de um maior investimento privado em capital e tecnologia.

No Peru, Brasil e Colômbia mantêm-se, desde 1993, 1997 e 2004, respectivamente, uma política de liberalização de preços, fomento da concorrência e investimento estrangeiro direto no setor dos hidrocarbonetos, regulada por uma autoridade nacional. As rodadas de licitação e adjudicação de áreas permitem a participação tanto das empresas petrolíferas estatais (entre elas, a brasileira Petrobras e a colombiana Ecopetrol) como das empresas privadas.

Em geral, os países com tradição exportadora ou uma prospectiva geológica favorável em cenários de preços altos –como os que prevaleceram a partir de 2003– tenderam a um maior controle estatal. Por outro lado, os países importadores com necessidades de desenvolver sua indústria e atrair investimento se inclinaram pela liberalização do setor.

Devido à sua limitada dotação de recursos, muitos países da América Central e do Caribe empreenderam estratégias tendentes à busca de uma maior integração regional, acesso a mercados e segurança no abastecimento energético através de acordos e iniciativas políticas e comerciais, como a Comunidade do Caribe (Caricom) e o programa Petrocaribe.

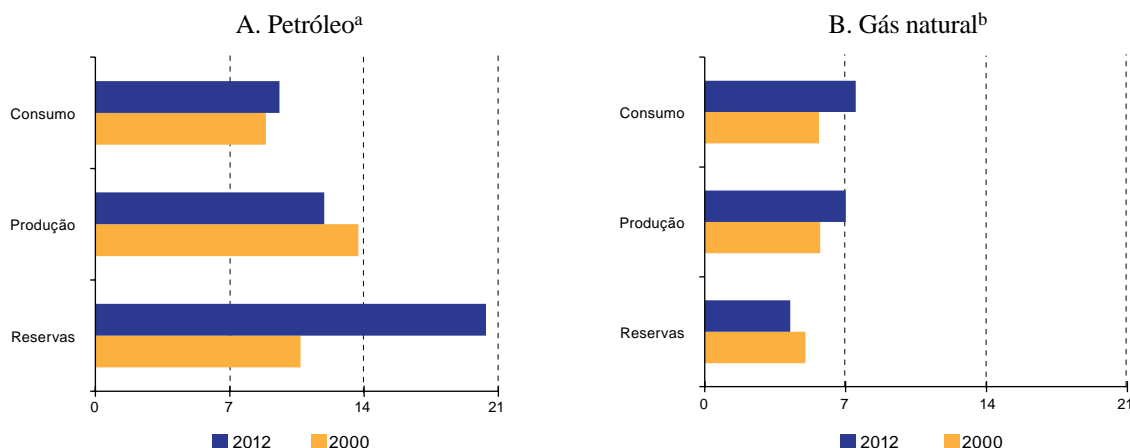
Na prática, tanto os países que controlam os recursos e as reservas como as empresas petrolíferas que possuem a tecnologia e o capital, longe de atuar unilateralmente, interagem num mercado global que é evidentemente incerto, dinâmico e competitivo. Neste contexto internacional, e frente a uma constante volatilidade de preços, os governos buscam conciliar diversos objetivos, que vão desde maximizar sua apropriação de renda petrolífera até atrair investimentos para desenvolver o setor, passando por obter o abastecimento do mercado interno e uma produção eficiente de hidrocarbonetos, entre outras metas de política. A seguir examina-se a posição relativa da região no âmbito mundial quanto à acumulação de reservas, produção, consumo, comércio e tributação dos hidrocarbonetos.

B. RESERVAS, PRODUÇÃO, CONSUMO E INDICADORES DE TENDÊNCIA

1. América Latina e Caribe no contexto mundial

Segundo cifras de 2012, a América Latina e o Caribe constituem a segunda zona do mundo com maior quantidade de reservas petrolíferas (depois do Oriente Médio), concentrando uma proporção superior a 20%. O crescimento dos estoques de petróleo e gás natural a partir de 2008 deveu-se à certificação de reservas no âmbito do projeto Magna Reserva, na faixa do Orinoco, por parte da República Bolivariana da Venezuela, e a explorações bem-sucedidas no Brasil, Colômbia e Equador, principalmente (veja o gráfico II.1).

Gráfico II.1
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: PARTICIPAÇÃO NOS SETORES DO PETRÓLEO
 E GÁS NATURAL, 2000 E 2012**
 (Em porcentagens do total mundial)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* e *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a Em 2012, o consumo e a produção regional de petróleo foram de 8,6 milhões e 10,3 milhões de barris por dia, respectivamente, e as reservas comprovadas de 339.700 milhões de barris. A produção e as reservas incluem os líquidos do gás natural.

^b Em 2012, o consumo e a produção regional de gás natural seco foram de 24 bilhões e 22,7 bilhões de pés cúbicos por dia, respectivamente, e as reservas comprovadas de 281 bilhões de pés cúbicos.

Na última década as reservas regionais de gás perderam relevância no mundo, ao situar-se em 4%. A América do Norte, a Ásia Central e o Oriente Médio foram as regiões de maior crescimento. Quanto aos países, cabe destacar os Estados Unidos— com suas reservas comprovadas de gás não convencional —, Turquemenistão e Catar.

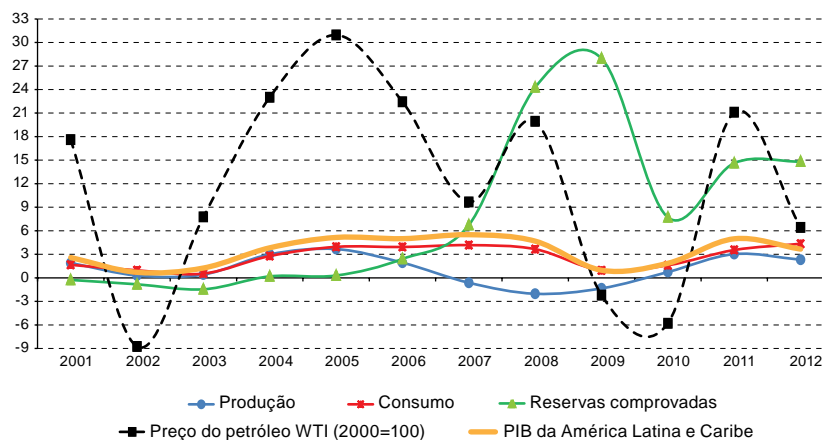
Nos últimos anos cresceu a produção regional e mundial de hidrocarbonetos. No entanto, a América Latina e o Caribe perderam protagonismo na produção de petróleo, frente a regiões como América do Norte, Europa Oriental, Ásia Central e África, nas quais uma maior atividade de desenvolvimento permitiu aumentar a produção em jazidas de areias betuminosas no Canadá e outras como as de Kashagán (Cazaquistão), Sajalín (Federação Russa) e Girassol e Mondo I (Angola). Mas esta perda de importância relativa da região não se verificou na produção de gás natural¹.

¹ Tanto em escala mundial como na América Latina observa-se uma paulatina substituição de combustíveis sólidos primários por gás natural, que, ao ser menos poluente, tem um impacto muito mais moderado sobre o meio ambiente (veja o gráfico A.1 do anexo).

A evolução do mercado do petróleo a partir de 2003 caracterizou-se por um rápido crescimento da demanda nos mercados emergentes (como China e Índia), o que, junto com as restrições de oferta, empurrou os preços do petróleo para cima, até a cotação de 100 dólares por barril alcançada em meados de 2008². A crise econômica mundial declarada nesse momento provocou na América Latina e no Caribe uma diminuição temporária da atividade do setor, acompanhada por uma contração do consumo e da produção de cerca de 1% em 2009³.

Contudo, em geral, o aumento dos preços internacionais influenciou de modo diferenciado na oferta e na demanda de hidrocarbonetos dos países da região. No caso da oferta, os preços induziram a uma atividade exploratória e de produção moderada no padrão mundial⁴. Isto permitiu aumentar a oferta, ainda que de forma limitada, para fazer frente ao crescimento da demanda. No segundo caso, a lenta resposta da demanda à elevação de preços pode estar relacionada com os níveis de subsídio dos carburantes que se mantêm em alguns países da região. Desde 2004, o crescimento médio do consumo, de cerca de 3%, assim como sua correlação com o correspondente aumento do PIB, foi maior que o aumento da produção (veja os gráficos II.2 e II.3).

Gráfico II.2
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: TAXA DE VARIAÇÃO DAS RESERVAS, PRODUÇÃO
 E CONSUMO DE HIDROCARBONETOS ANTE O CRESCIMENTO ECONÔMICO
 E A EVOLUÇÃO DOS PREÇOS, 2001-2012^a**
 (Em porcentagens da média móvel de dois anos)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* e *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>; CEPALSTAT [on-line] <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>.

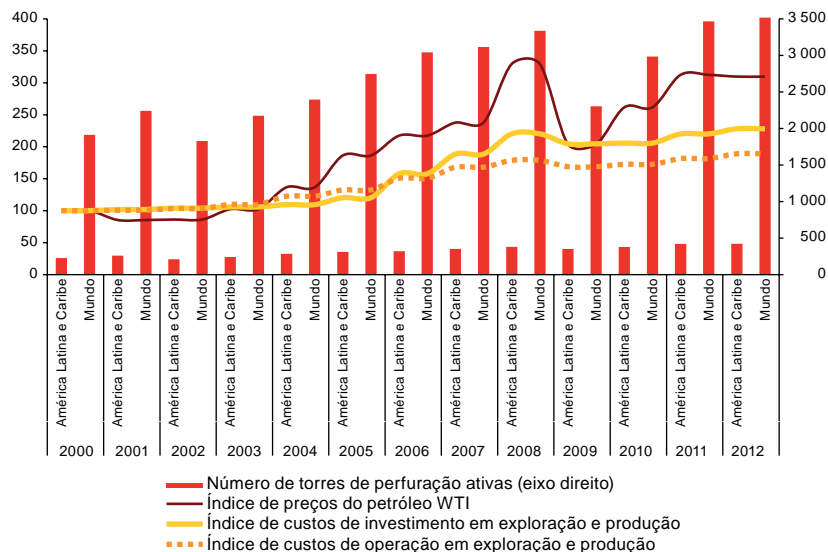
^a Inclui petróleo e gás natural, este último com um fator de conversão de 5.800 pés cúbicos por barril equivalente de petróleo. Utiliza-se o preço do petróleo de referência West Texas Intermediate (WTI) em termos constantes de 2000, cujo valor em termos correntes foi deflacionado pelo índice de preços ao consumidor dos EUA para consumidores urbanos (CPI-U).

² Existe evidência de que os aumentos de preços estariam relacionados com uma maior presença de investidores financeiros nos mercados de matérias-primas, numa prática denominada “financeirização”, situação que, além de contribuir para a distorção dos mercados através de uma maior volatilidade, impõe custos adicionais de cobertura financeira e gera riscos e incertezas relativos à geração de bolhas especulativas. Neste sentido, é necessário contar com maiores níveis de transparência e fortalecimento regulatório nos mercados financeiros internacionais.

³ O difícil ambiente de financiamento, a queda dos preços do petróleo e o crescimento dos custos de investimento e operação podem ter provocado um aumento da taxa de declínio da produção nos campos e adiamento, cancelamento ou redução dos planos de investimento de exploração e desenvolvimento de pelo menos 15% em relação ao ano anterior (AIE, 2009).

⁴ Na região, a velocidade de resposta da contratação de equipes e torres de perfuração a mudanças no preço poderia ser menor que em outras regiões e países do mundo.

Gráfico II.3
**AMÉRICA LATINA E CARIBE E MUNDO: EVOLUÇÃO DE PREÇOS, CUSTOS
 E ATIVIDADES DA INDÚSTRIA DE HIDROCARBONETOS, 2000-2012^a**
 (Em números e índices com base 2000=100)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Baker Hughes, “International rig counts”, 2013 [on-line] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; IHS, “IHS-CERA: Capital Costs”, 2013 [on-line] <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>.

^a O número de torres de perfuração corresponde à média de torres para petróleo e gás natural ativas, independentemente de serem de poços exploratórios ou de produção. Os índices de custos de operação e investimento consideram os custos nominais de uma carteira de projetos de exploração e produção representativos no âmbito mundial.

O menor crescimento da oferta petrolífera em relação à demanda regional pode provocar um problema de abastecimento e segurança energética e levar a uma diminuição do volume disponível para exportações no futuro. Nos países cujo gasto fiscal está muito vinculado à renda de hidrocarbonetos, pode crescer o risco de déficit fiscal, aumento do endividamento interno-externo e redução das reservas internacionais líquidas.

Por outro lado, tanto nos custos de investimento como nos de operação e manutenção observa-se uma clara tendência à alta depois de 2004 (veja o gráfico II.3). Este aumento não foi compensado pela alta de preços na mesma medida que no setor de mineração, onde superou com folga o aumento dos custos de exploração e processamento de minerais⁵.

Nos últimos anos o mercado do gás natural dissociou-se do mercado petrolífero. Nos Estados Unidos, o que poderia ser chamado de revolução do gás não convencional (gás de xisto ou *shale gas*) encontra-se em pleno apogeu e se traduziu em preços equivalentes a um terço dos pagos na Europa e Ásia. A demanda de gás natural recuperou-se acima dos níveis anteriores à crise financeira nas principais regiões; a arbitragem mundial do gás natural poderia propiciar a unicidade nos preços e na forma de cotação do recurso em mercados de gás cada vez mais comuns, à medida que o comércio mundial aumentar e as limitações em torno do transporte diminuir⁶.

⁵ Esta situação contribuiu para que na região o aumento da renda econômica do setor de hidrocarbonetos fosse menor do que o registrado no setor de mineração, fazendo com que a proporção do valor do primeiro em relação ao segundo diminuísse de nove vezes para duas no final da última década (Banco Mundial, 2013).

⁶ Maiores custos de transporte de gás natural liquefeito ante um eventual atraso da ampliação do Canal do Panamá, restrições no trânsito de navios metaneiros ou altos custos de investimento em gasodutos, o que implica a assinatura de contratos de fornecimento de longo prazo, poderiam representar restrições à flexibilidade do mercado.

Os mercados de energia estão atravessando um dos períodos mais incertos das últimas décadas, devido às repercussões que a chamada primavera árabe está tendo nos processos de exploração e produção, bem como às consequências macroeconômicas da crise da zona do euro. A alta de preços a partir de 2010 coincide com os problemas políticos dos países árabes, especialmente Egito, Líbia e Síria. No entanto, obedece também a fatores estruturais que atuam junto com a conjuntura política: a pressão da crescente demanda da China, o provável aumento da demanda para geração elétrica (devido a uma menor participação das centrais nucleares) e o aumento dos custos de produção petrolífera⁷.

2. Reservas

Na indústria utilizam-se duas definições do conceito de reserva: determinística e probabilística. Elas são complementares e sua estimativa é feita em função de condições geológicas, tecnológicas, econômicas e legais. Para que um recurso seja considerado reserva e catalogado como reserva comprovada, o desenvolvimento e a exploração da produção ao longo da vida do campo têm que ser rentáveis e comercialmente atraentes para o Estado ou a empresa petrolífera. Esta rentabilidade, além de depender dos preços de venda e dos custos de investimento e operação, está sujeita às condições legais vigentes, que afetam tanto os contratos de exploração e produção como os contratos de comercialização e o regime fiscal em matéria de impostos e royalties, entre outros aspectos. O processo de acumulação de reservas e sua posterior certificação se concretizam a partir da descoberta de recursos em explorações de jazidas –associadas principalmente a atividades de prospecção sísmica, gravimetria, estratigrafia e perfuração de poços exploratórios, entre outras, de acordo com as condições técnico-econômicas e legais já mencionadas⁸.

Com exceção do Brasil, Colômbia, Equador, Peru e República Bolivariana da Venezuela, observou-se na região uma diminuição das reservas. No México, que em 2000 contava com um total de reservas superior a 25 bilhões de barris equivalentes de petróleo, ao cabo de uma década registrou-se uma diminuição de mais de 45%, situação muito parecida com o que ocorreu na Argentina e no Estado Plurinacional da Bolívia.

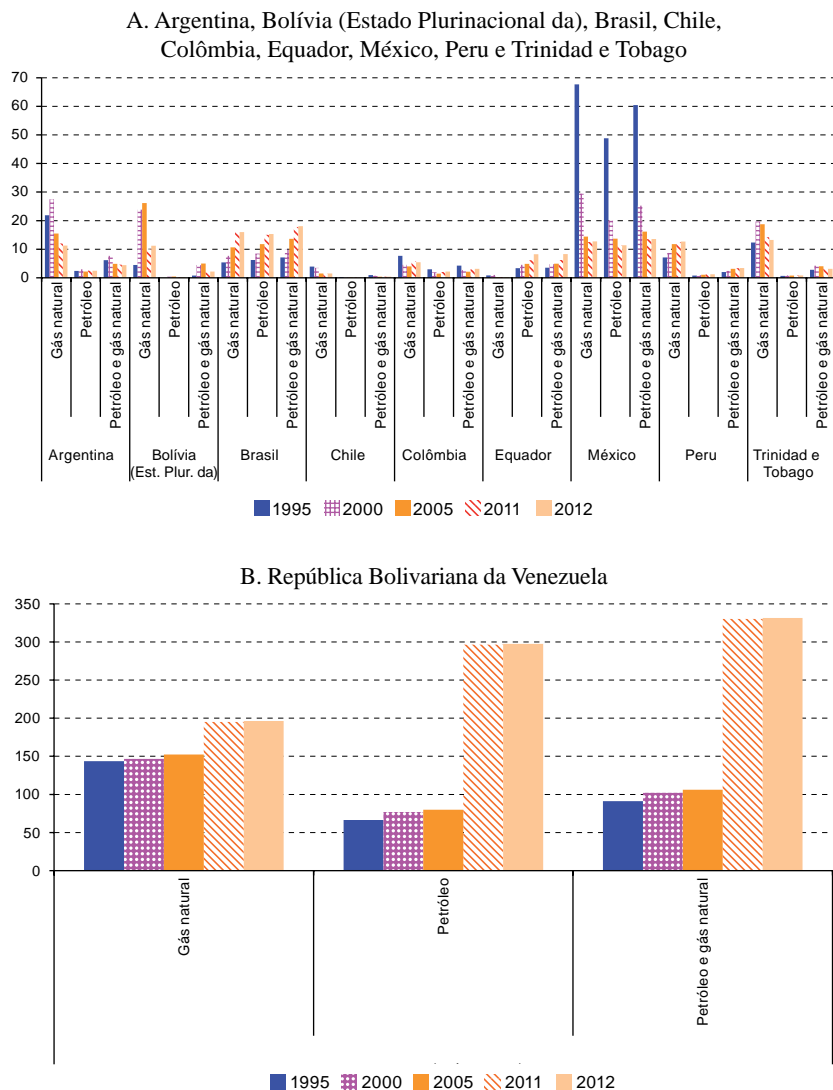
Em 2012, a República Bolivariana da Venezuela era o país que contava com a maior quantidade de reservas de petróleo (298 bilhões de barris) e de gás natural (196 bilhões de pés cúbicos), inclusive à frente da Arábia Saudita. O projeto Magna Reserva, iniciado em 2005, e sua implicação quanto à divisão da região do Orinoco em 27 blocos, permitiu quantificar e certificar os importantes recursos *in situ* da área, que depois de oito anos se traduziram num aumento de mais de 270% dos níveis de reservas petrolíferas (veja o gráfico II.4). No entanto, segundo alguns analistas este aumento se deveu mais a uma certificação de reservas de recursos de petróleo extrapesado já existentes do que a uma atividade exploratória particularmente bem-sucedida (Fundação Bariloche, 2012).

⁷ Por exemplo, em 5 de maio de 2011 o preço do petróleo Brent caiu 10 dólares em um dia. Nenhum analista diria que essa queda se deveu a razões estruturais, a profundas modificações no custo de exploração ou ao esgotamento (em unidades físicas) do recurso com base na curva de Hubbert. De fato, não se ofereceu nenhuma dessas explicações. A queda foi atribuída a algo em princípio tão alheio ao mercado do petróleo –embora relativamente, se considerarmos seu efeito sobre a recuperação econômica e a demanda agregada– como a previsão de que o Banco Central Europeu não subiria as taxas de juros, com o que presumivelmente se frearia o persistente aumento do euro frente ao dólar.

⁸ Além de as reservas poderem aumentar devido a novas descobertas, a contabilidade petrolífera moderna sugere que esta variável de estoque pode aumentar ou diminuir anualmente devido a outras variáveis de fluxo. Portanto, devemos considerar as revisões de estimativas prévias (por exemplo, quando existe uma maior certeza com respeito a variáveis como preços, custos, porosidade do reservatório ou taxa de recuperação), as técnicas de recuperação melhorada (que incluem atividades de injeção de gás natural ou CO₂ no reservatório), o saldo líquido de compra e venda de reservas (ao comprar ou vender direitos, participações ou concessões em propriedades ou áreas petrolíferas) e a produção durante o ano.

Gráfico II.4
**AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): RESERVAS DE PETRÓLEO
 E GÁS NATURAL, 1995-2012^a**

(Em bilhões de pés cúbicos de gás natural, bilhões de barris de petróleo e bilhões de barris equivalentes de petróleo para o total de hidrocarbonetos)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* e *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, *World Oil and Gas Review, 2012* [on-line] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

^a Ao final de cada ano. No caso do gás natural, considera-se um fator de conversão de 5.800 pés cúbicos por barril equivalente de petróleo.

No caso do Brasil, a estimativa de reservas não leva em conta a totalidade dos recursos do pré-sal brasileiro descoberto em 2007 no campo de Tupi nem outros do reservatório de Santos. Estima-se que em conjunto estes recursos ascenderiam a 50 bilhões de barris equivalentes de petróleo, que, se forem considerados como reservas no futuro, quase triplicariam as atuais (veja o quadro II.1).

Boxe II.1
O PRÉ-SAL BRASILEIRO

Em 2007, a companhia estatal de petróleo do Brasil (Petrobras) anunciou a descoberta de substanciais recursos de petróleo e gás natural em reservatórios situados sob uma capa impermeável de sal no litoral do país, depositados há 150 milhões de anos. Estas características, além de definir o nome de “pré-sal” para este tipo de reservatório, evidenciam o desafio que representa sua exploração, considerando que a extração requer a perfuração marítima a mais de 3.000 metros através de água, rocha e mais de 1.500 metros de sal, em atividades a 300 quilômetros da costa.

Estima-se que os recursos recuperáveis somam cerca de 50 bilhões de barris equivalentes de petróleo, dentro de uma área de 149.000 quilômetros quadrados que se estende ao longo de três bacias: Santos, Campos e Espírito Santo.

Até 2011, mais de 30% da área do pré-sal estava sujeita a concessão mediante rodadas de licitação e transferida mediante cessão onerosa à Petrobras para sua exploração e desenvolvimento; a porcentagem restante da área seria oferecida em rodadas futuras. Adiante apresentam-se algumas características dos blocos da área do pré-sal.

CARACTERÍSTICAS DOS BLOCOS DA ÁREA DO PRÉ-SAL

Blocos	Volume recuperável de petróleo e gás natural (em bilhões de barris equivalentes de petróleo)	Forma de adjudicação	Ano	Sócios	Declaração de comercialidade
Lula (Tupi), Cernambi	8,3	Rodada de licitação	2000	Petrobras 65%, BG 25%, Galp 10%	Dezembro de 2010
Iara	3,0 a 4,0	Rodada de licitação	2000	Petrobras 65%, BG 25%, Galp 10%	
Sapinhoá e Carioca	2,1	Rodada de licitação	2000	Petrobras 45%, BG 30%, Repsol 25%	Dezembro de 2011
Parque das Baleias	1,5 a 2,0	Rodada de licitação	2009	Repsol 35%, Statoil 35%, Petrobras 30%	
Franco	2,0 a 5,5	Cessão onerosa	2010	Petrobras 100%	
Peroba	1,1 a 1,8	Cessão onerosa	2010	Petrobras 100%	
Entorno de Iara	0,6 a 0,8	Cessão onerosa	2010	Petrobras 100%	
Sul e nordeste de Tupi	0,5 a 0,7	Cessão onerosa	2010	Petrobras 100%	
Florim	0,1 a 0,4	Cessão onerosa	2010	Petrobras 100%	
Sul de Guará	0,1 a 0,3	Cessão onerosa	2010	Petrobras 100%	
Libra	7,0 a 8,0	Rodada de licitação	2013	Petrobras 40%, Shell 20%, Total S.A. 20%, CNPC 10%, CNOOC 10%	

Fonte: Petrobras, “Pré-sal: panorama e oportunidades”, setembro de 2012 [on-line] <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-rio-oil-and-gas-pre-sal-carlos-tadeu-fragata.htm>, Agência Nacional do Petróleo (ANP), “Desarrollos en el Pre-Sal brasileño”, documento apresentado na XVII Reunião Anual da Associação Ibero-Americana de Entidades Reguladoras da Energia (ARIAE), Santa Cruz, 23-26 de abril de 2013, e Agência Estado, “Sem disputa, Petrobrás vence leilão de Libra com Shell, Total e duas chinesas”, 22 de outubro de 2013.

Até agora, o investimento na área ascende a cerca de 7 bilhões de dólares e se espera que aumente para 90 bilhões de dólares em 2016, segundo os planos de desenvolvimento da Petrobras e seus sócios. Contudo, considera-se que para descobrir e desenvolver recursos da ordem de 50 bilhões de barris equivalentes de petróleo – e, portanto, quase triplicar as reservas comprovadas atuais como resultado de uma eventual certificação futura – seriam necessários volumes de investimento ainda maiores.

A produção diária do pré-sal já alcança 300.000 barris de petróleo (14% do total nacional) e 10 milhões de metros cúbicos de gás natural (21% do total nacional), ao longo de 13 campos produtores que se beneficiaram de infraestrutura já existente de operações em águas profundas. Segundo as estimativas da Petrobras, a produção de petróleo no pré-sal chegará a 1 milhão de barris por dia em 2017 e quase 2 milhões em 2020.

No pré-sal coexistem três regimes contratuais: i) o regime de concessão, que se aplica aos blocos de atual produção que foram licitados antes de 2007; ii) o regime de cessão onerosa, que corresponde às áreas que foram transferidas à Petrobras por cerca de 42 bilhões de dólares durante o processo de capitalização da empresa em 2010; iii) o regime de produção compartilhada, que foi adotado a partir do novo marco jurídico em 2010 e que se aplicará desde a primeira rodada de licitação de blocos exclusivamente da área do pré-sal em 2013.

Fonte: Elaboração própria.

Tampouco se incluem os recursos de gás natural não convencional da região⁹. Uma vez que a tecnologia, os marcos regulatórios ou os acordos comerciais possibilitem que as técnicas de fratura hidráulica e de perfuração horizontal sejam econômicas e a disponibilidade permita seu desenvolvimento na região, países como Argentina, Colômbia e México teriam oportunidade de certificar os recursos tecnicamente recuperáveis¹⁰.

No âmbito mundial estima-se que, com o aumento das reservas de gás não convencional, aumentará seu consumo na matriz energética, chegando a igualar o consumo de petróleo nos próximos 20 anos. Além disso, esse processo permitirá a formação de preços do gás natural em função dos custos de desenvolvimento e produção das reservas, independentemente da formação e flutuação do preço do petróleo ou de seus derivados considerados como substitutos. Esta situação já foi observada a partir de 2009, já que a evolução quase constante dos preços do gás natural Henry Hub se desvinculou das flutuações do preço do petróleo WTI (Bourland e Gamble, 2011).

a) Substituição de reservas

O esforço que os países fazem para substituir reservas é medido através da porcentagem de substituição de reservas¹¹. Uma porcentagem menor que 100 implica uma reposição de reservas insuficiente (ou nula), uma porcentagem igual a 100 implica uma reposição exata e uma maior que 100 uma reposição mais que suficiente tendo em vista os níveis de produção. O ideal é que este indicador seja igual ou maior que 100, de modo que os países não percam riqueza nem ativos e reponham ao menos as reservas nos níveis de produção consumidos.

Em teoria cabe esperar que altos preços do petróleo, junto com baixos custos unitários de descoberta e desenvolvimento¹², propiciem maiores níveis de substituição de reservas. No entanto, na prática esta relação se verifica de maneira diferente no nível mundial e entre países da região.

⁹ O gás natural não convencional encontra-se em locais subterrâneos de difícil localização e se caracteriza por um alto custo de produção. Encontra-se, por exemplo, em jazidas impermeáveis (que necessitam uma estimulação máxima e requerem um investimento considerável) ou em jazidas de hidratos. Além disso, pode provir da gaseificação *in situ* do carbono. Dentro da classificação do gás natural não convencional encontram-se: i) o gás de xisto, lutita ou ardósia (*shale gas*), que é o gás natural que se encontra em rocha sedimentar detrítica argilosa, rica em matéria orgânica e caracterizada por baixa permeabilidade e migração; ii) o gás em areias compactas (*tight gas*), que é o gás natural que se encontra em rochas sedimentares muito compactas de arenito de grão fino, com cimento calcário, ferruginoso ou sílcio de baixa permeabilidade e migração, que requer o uso de técnicas como a fratura hidráulica; iii) o gás grisú (*coalbed methane*), que é o gás natural com prevalência de metano que se encontra nos depósitos de carbono (ENI, 2002; AIE, 2012a).

¹⁰ São os recursos *in situ* descobertos e não descobertos recuperáveis (à margem dos aspectos econômicos) com a tecnologia atual. Estes recursos tornam-se reservas quando são descobertos e se tornam comercializáveis. Além disso, considera-se como recurso recuperável remanescente a soma de reservas, recursos contingentes e prospectivos (SPE, 2009).

¹¹ A fórmula de cálculo da porcentagem de substituição de reservas é:

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

IRR = porcentagem de substituição ou reposição de reservas.

t = período de tempo.

R = reservas.

P = produção.

DES = descobertas e extensões.

REC = recuperação melhorada.

REV = revisões de estimativas prévias.

CRE = compra e venda de reservas.

¹² A trajetória destes custos é influenciada por fatores opostos entre si, como o fato de que o desenvolvimento e uso de novas tecnologias permite acessar maiores recursos e menores custos unitários, enquanto o esgotamento dos reservatórios aumenta os custos necessários para descobrir e produzir hidrocarbonetos. Além disso, podem ocorrer variações cíclicas nos custos derivadas de flutuações de curto prazo nos preços do petróleo que afetem a disponibilidade de máquinas, mão de obra e serviços na indústria.

No quadro II.1 observam-se as porcentagens de substituição de reservas de hidrocarbonetos em diversas regiões do mundo e países selecionados da região no quinquênio compreendido entre 2008 e 2012, bem como os custos de investimento unitários em que se incorreu no quinquênio compreendido entre 2007 e 2011 para sua descoberta e desenvolvimento¹³. Para a informação sobre custos contou-se com dados aproximados, disponíveis em empresas de auditoria internacional e agências especializadas¹⁴.

Quadro II.1
**REGIÕES DO MUNDO E AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS):
 SUBSTITUIÇÃO DE RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E CUSTO UNITÁRIO
 DE DESCOBERTA E DESENVOLVIMENTO**

(Em dólares por barril equivalente de petróleo e porcentagens)

		Substituição de reservas, 2008-2012 (Porcentagens)		
		Menos de 100	Entre 100 e 200	Mais de 200
Custo de descoberta e desenvolvimento 2007-2011 (Dólares por barril equivalente de petróleo)	Menos de 10			América Latina e Caribe Oriente Médio Venezuela (República Bolivariana da)
	Entre 10 e 20		América do Norte América Latina e Caribe sem República Bolivariana da Venezuela Ásia e Pacífico	
		Argentina Bolívia (Estado Plurinacional da) México Trinidad e Tobago	Colômbia Peru	Equador
	Mais de 20		África Europa e Eurásia Brasil	

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>; Ernst & Young, *Global Oil and Gas Reserves Study, 2012* [on-line] http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global_oil_and_gas_reserves_study; Agência Internacional de Energia (AIE), *World Energy Outlook 2010* [on-line] <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weo2010.pdf>.

¹³ A fórmula de cálculo do custo unitário de descoberta e desenvolvimento é:

$$CDDt = (G \& G_t + PER_t + PRO_t) / (DES_t + REC_t + REV_t + CRE_t)$$
, onde:
 CDD = custo unitário de descoberta e desenvolvimento ou custo unitário de substituição de reservas.
 t = período de tempo.
 G&G = custos exploratórios em geologia e geofísica.
 PER = custos de perfuração em atividades de exploração e desenvolvimento.
 PRO = custo de aquisição de propriedades ou áreas com reservas.
 DES = descobertas e extensões.
 REC = recuperação melhorada.
 REV = revisões de estimativas prévias.
 CRE = compra de reservas.

¹⁴ O custo unitário de substituição de reservas calculado pela empresa de auditoria Ernst & Young para 2011 corresponde ao investimento quinquenal médio em diversas regiões do mundo das 75 principais empresas privadas e estatais que cumpriram os requisitos financeiros de cotação na bolsa estipulados pela Comissão de Valores Mobiliários (SEC) dos EUA. A informação do Brasil, Colômbia e México foi obtida com base no investimento na região das empresas nacionais representativas Petrobrás, Ecopetrol e PEMEX, respectivamente. O custo unitário dado pelo custo de descoberta e desenvolvimento em sua classificação média para a América Latina, calculado pela Agência Internacional de Energia (AIE) para 2010 serviu como parâmetro para os demais países, exceto a República Bolivariana da Venezuela, país para o qual o custo foi estimado mediante o conceito de "petróleo extrapesado", que alude aos depósitos da faixa do Orinoco e das areias betuminosas do Canadá.

O custo varia entre regiões geográficas e por aspectos geológicos presentes em reservatórios de tipo específico e localização em terra firme ou mar aberto, entre outros aspectos. Custos unitários dispersos numa categoria de entre menos de 10 e mais de 20 dólares por barril equivalente de petróleo –presentes em regiões como Oriente Médio e África, respectivamente– não impediram que o alto preço do petróleo bruto, próximo de 90 dólares por barril no período, fizesse com que países como a República Islâmica do Irã, Iraque, Angola e Líbia substituíssem com sucesso suas reservas produzidas.

Na América Latina e no Caribe, o impacto da República Bolivariana da Venezuela sobre a porcentagem de substituição e custo na região é evidente, devido às importantes reservas de petróleo extrapesado certificadas a partir de 2009. Se excluirmos o país e suas reservas certificadas, a posição da região é menos favorável, ao passar de uma substituição mais que suficiente com um custo próximo a 10 dólares por barril equivalente de petróleo a uma quase exata com um custo em torno de 20 dólares por barril equivalente.

Também é evidente a dispersão existente entre países da região. A insuficiente reposição de reservas no México contrasta com a custosa reposição marítima no Brasil. Equador, Colômbia e Peru apresentam porcentagens de reposição mais que suficientes, em contraste com Argentina, Estado Plurinacional da Bolívia e Trinidad e Tobago, que não conseguiram aproveitar o auge de preços e os custos médios para acumular reservas.

Esta situação pode ser devida a diversos fatores, como a revisão de estimativas prévias de reservas no Estado Plurinacional da Bolívia em 2010, a insuficiente captação de investimento e financiamento em atividades exploratórias –acentuada pela crise econômica mundial de 2009– e aspectos regulatórios, como o estabelecimento de preços de venda fixos no mercado interno ou maiores alíquotas fiscais que influíram, entre outros fatores, no caráter econômico e na valorização de reservas.

b) Abundância de recursos: relação entre reservas e produção

Tradicionalmente, a abundância de recursos naturais não renováveis é medida mediante a relação entre reservas e produção ou a duração estimada das reservas (expressada pelo número de anos que durariam no ritmo de produção do período atual). Este indicador e sua estrutura refletem a situação de abundância ou escassez do recurso petrolífero ou gasífero com o passar do tempo e por sua vez são influenciados pela evolução dos níveis de reservas e produção¹⁵.

No último quinquênio, a abundância do total de hidrocarbonetos, petróleo e gás natural na América Latina e no Caribe aumentou até chegar a 74 anos em 2012, cifra superior à média mundial de 56 anos, determinada por dois efeitos contrários: o aumento da abundância de petróleo e a escassez de gás natural. Sem a certificação do petróleo extrapesado da faixa do Orinoco e do gás natural conexo, isto é, sem a República Bolivariana da Venezuela, a abundância latino-americana cairia para cerca de 14 anos (veja o quadro II.2 e o gráfico II.5).

Entre os países considerados da região, Colômbia e República Bolivariana da Venezuela ocupam as posições extremas de escassez e abundância de hidrocarbonetos, com 7 e 277 anos, respectivamente. Contudo, nos últimos anos o aumento da produção colombiana foi equilibrado com aumentos de reservas, o que permitiu equilibrar o indicador, embora num nível baixo, motivo pelo qual espera-se que no futuro os fluxos de investimento privado e público no país permitam aumentá-lo.

Embora a situação de abundância de hidrocarbonetos seja determinada principalmente pela existência de petróleo mais do que de gás natural, é evidente a escassez deste último. Os países de tradição gasífera, como Argentina, Estado Plurinacional da Bolívia, México e Trinidad e Tobago, têm como desafio aumentar a abundância deste recurso acima de sua média atual de 10 anos.

¹⁵ A relação aumentará se o aumento (diminuição) das reservas comprovadas no início do ano for maior (menor) que o aumento (diminuição) da produção do ano.

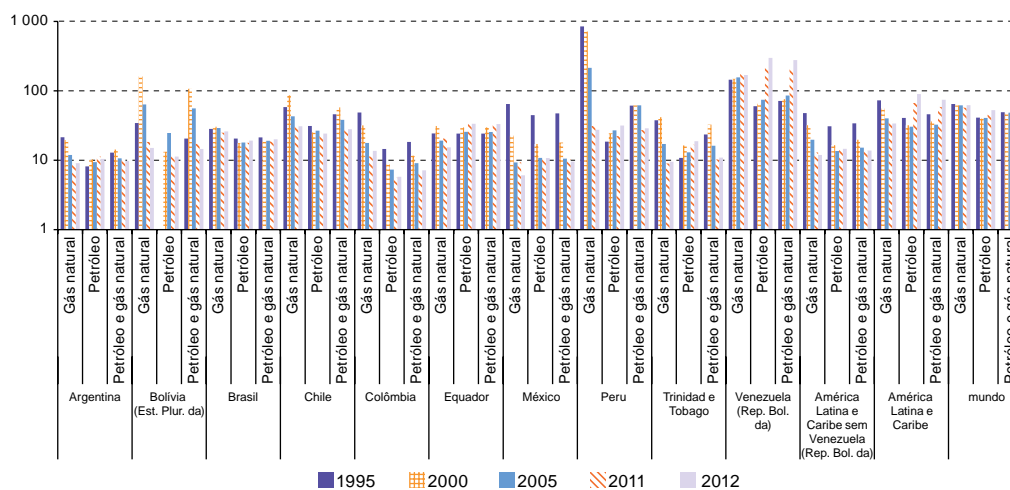
Quadro II.2
**MUNDO E AMÉRICA LATINA E CARIBE: EVOLUÇÃO DA ABUNDÂNCIA
 DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, 1995-2012^a**
 (Em anos)

Tipo / região ou sub-região	1995	2000	2005	2011	2012
Petróleo					
Mundo	41,0	39,7	40,7	45,3	52,6
América Latina e Caribe	40,6	31,8	30,3	66,6	89,8
América Latina e Caribe sem República Bolivariana da Venezuela	30,9	16,6	13,6	14,3	14,6
Gás natural					
Mundo	64,6	61,7	61,8	57,1	62,1
América Latina e Caribe	72,8	55,5	40,2	35,9	33,7
América Latina e Caribe sem República Bolivariana da Venezuela	47,6	31,9	19,8	12,9	11,9
Total de hidrocarbonetos					
Mundo	49,1	47,4	48,3	50,0	56,3
América Latina e Caribe	46,0	36,2	32,5	58,5	74,3
América Latina e Caribe sem República Bolivariana da Venezuela	33,9	19,7	15,1	13,9	13,8

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* e *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a A abundância é medida como a relação entre reservas e produção ou a duração estimada das reservas, expressada no número de anos que durariam ao ritmo de produção do atual período.

Gráfico II.5
**AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): EVOLUÇÃO
 DA ABUNDÂNCIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, 1995-2012^a**
 (Em anos^b)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* e *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a A abundância é medida como a relação entre reservas e produção ou a duração estimada das reservas, expressada no número de anos que durariam ao ritmo de produção do atual período.

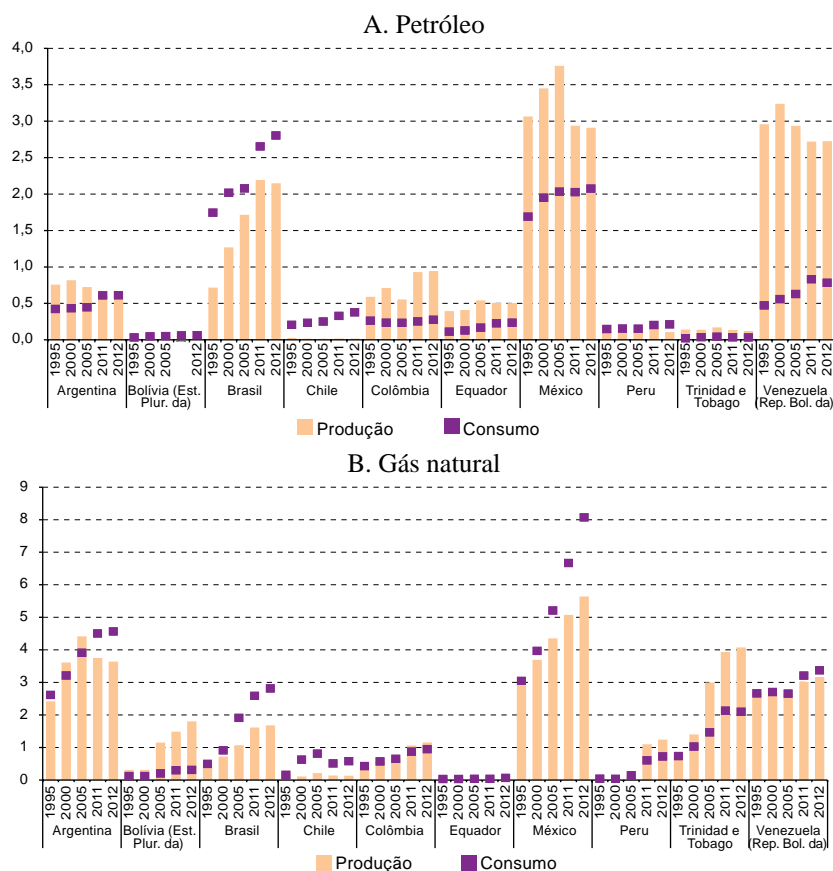
^b Escala logarítmica.

Além disso, durante a última década o Peru foi o país onde se registrou a maior diminuição da abundância de gás natural, até os atuais 28 anos, pois as reservas aumentaram menos que a produção, em resultado da situação própria da certificação e desenvolvimento de reservas do bloco Camisea e do aumento da produção destinada tanto ao mercado interno para geração elétrica como ao mercado de exportação por meio de gás natural liquefeito (GNL).

3. Produção e consumo

O México foi o principal produtor regional tanto de petróleo (2,9 milhões de barris por dia) como de gás natural (5,6 bilhões de pés cúbicos por dia) em 2012. Em segundo lugar, encontram-se a produção petrolífera da República Bolivariana da Venezuela e a produção gasífera de Trinidad e Tobago. Apesar de os maiores produtores apresentarem taxas anuais de produção decrescentes, muitos se recuperaram nos últimos anos¹⁶. Colômbia e Brasil tiveram êxito ao compensar com uma maior produção petrolífera o declínio nos campos, já que registraram crescimentos anuais de 9% e 4%, respectivamente, no último quinquênio (veja o gráfico II.6).

Gráfico II.6
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): PRODUÇÃO E CONSUMO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, 1995-2012
 (Em bilhões de barris de petróleo por dia e bilhões de pés cúbicos de gás natural por dia)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* e *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, *World Oil and Gas Review 2012* [on-line] <http://www.eni.com>.

¹⁶ A medição do declínio de poços ou campos é feita por funções exponenciais, harmônicas ou hiperbólicas.

Aparentemente, no caso do petróleo não foram suficientes a alta de preços e a maior atividade de perfuração no Equador e República Bolivariana da Venezuela para compensar a queda da produção em campos maduros, que por sua vez estaria condicionada pelas cotas de produção acordadas pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), da qual estes países são membros. A postura da Arábia Saudita, um dos principais produtores mundiais, que conta com uma influência significativa nas decisões da OPEP, não só se manifesta em pressões para moderar a produção, mas também para aumentá-la com o fim de estabilizar e diminuir os preços do petróleo bruto¹⁷.

Alguns analistas sustentam que um cenário em que os preços cheguem a superar os 100 dólares por barril poderia representar a ante-sala de uma recessão econômica e, portanto, de uma redução do consumo mundial de petróleo, o que no médio e longo prazo poderia ameaçar as receitas fiscais de alguns países produtores cujas economias dependem em grande medida de suas matérias-primas. Por outro lado, preços inferiores a 70 dólares por barril representam um desincentivo ao investimento em projetos que têm altos custos de desenvolvimento e produção, como os de petróleo extrapesado na República Bolivariana da Venezuela e os de águas ultraprofundas no Brasil e México, cujos custos unitários são estimados em mais de 50 dólares por barril (Bourland e Gamble, 2011)¹⁸.

Outra causa da diminuição da produção em alguns países pode ser a insuficiência e a lentidão da resposta do investimento público-privado aos aumentos de preços. Influem também nessa resposta as dificuldades representadas pelas condições tecnológicas e geológicas, tanto pelo menor número de jazidas exploráveis como pelos desafios que representam a exploração de hidrocarbonetos não convencionais, a perfuração no mar a grandes profundidades e o desenvolvimento das reservas de petróleo extrapesado. Neste sentido, alguns analistas estimam que, ante aumentos de 100% no preço do petróleo, a oferta de hidrocarbonetos na região aumentaria entre 10% e 25%, situação própria de uma oferta inelástica ao preço (Jenkins, 2011).

Segundo a classificação internacional, a produção petrolífera do Equador, México e República Bolivariana da Venezuela é composta principalmente de petróleo pesado ácido, enquanto Brasil e Colômbia produzem petróleo bruto pesado meio ácido. Estes produtos requerem um tratamento em refinarias especiais, principal motivo pelo qual o preço do petróleo desse conjunto de países no mercado internacional tende a ser menor que o dos petróleos leves e doces (veja o gráfico A.2 do Anexo)¹⁹. Muitos planos de investimento desses países para os próximos anos estão focados na ampliação e atualização de refinarias para o tratamento e a melhora da qualidade desse tipo de petróleo no território nacional. Embora exija um elevado nível de investimento, este processo permitiria diminuir a importação de derivados, em particular intermediários²⁰.

¹⁷ A OPEP mantém desde janeiro de 2012 uma meta de produção máxima de 30 milhões de barris por dia, distribuída entre os países-membros em função de critérios como o nível de reservas, o potencial de produção e o abastecimento para o mercado interno, entre outros. No entanto, as cotas alocadas podem ser maiores que a produção atual de alguns dos países-membros, de modo que na prática os volumes deficitários podem ser compensados com os excedentes provenientes de países com maior capacidade de equilibrar a oferta da organização, como é o caso da Arábia Saudita.

¹⁸ No preço de equilíbrio ou preço necessário para recuperar os custos, deve-se considerar não só os custos de investimento em atividades de descoberta, desenvolvimento e operação, mas também os custos de capital, impostos, royalties e margem de lucro. Por isso, em regiões onde o desenvolvimento está a cargo de companhias petrolíferas privadas, é necessária uma faixa de preços de equilíbrio entre 70 e 90 dólares por barril. Excluindo os impostos, o preço de equilíbrio poderia ficar na média de 40 dólares por barril (AIE, 2011).

¹⁹ Quanto maior a densidade do petróleo, mais carbono contém, menor é sua qualidade e maior é a proporção de produtos pesados derivados. O petróleo produzido no Estado Plurinacional da Bolívia é um caso particular porque, embora se trate de uma mistura muito leve doce, isto se deve a que sua composição é principalmente de condensado e gasolina natural, componentes associados à extração de gás natural em campos gasíferos.

²⁰ A importação de cerca de 300.000 barris de gasolina por dia e de cerca de 600.000 barris de destilados médios como o querosene, o óleo combustível e o óleo diesel por dia, segundo cifras de 2011, responde principalmente a requisitos do México no primeiro caso e do Brasil no segundo, ao mesmo tempo em que a República Bolivariana da Venezuela é o país que exporta e fornece para a região alguns desses volumes deficitários (ENI, 2012).

Em contraste, na produção de gás natural na maioria dos países obtêm-se outras cadeias de hidrocarbonetos líquidos (como etano, propano e butano). Este é um parâmetro importante no comércio internacional, fixado em termos energéticos, pois gera um maior valor de venda para a produção de gás regional e abre a possibilidade de desenvolver indústrias como a petroquímica. Quase todos os países da zona (exceto a Argentina e o Equador) registraram uma produção crescente de gás natural.

O consumo de gás natural e petróleo em relação ao consumo energético total manteve-se quase inalterado na região, embora se observe uma substituição progressiva de petróleo por gás natural nos últimos 20 anos. No entanto, embora o consumo de petróleo em relação ao consumo energético total tenha diminuído de 55% no quinquênio 1991-1995 para 47% no quinquênio 2006-2010, continua alto em comparação com a média mundial, que chegou a 35% neste último período (veja o gráfico A.3 do Anexo).

Na América Latina e no Caribe, os maiores consumidores de hidrocarbonetos em 2012 foram o México e o Brasil. Nessas economias o petróleo e o gás natural são utilizados principalmente para o transporte automotivo e a atividade industrial. Seguem-se em ordem de importância a Argentina, onde o consumo de gás natural é de cerca de 4,7 bilhões de pés cúbicos por dia, e a República Bolivariana da Venezuela, cujo consumo de petróleo é de cerca de 0,8 milhão de barris por dia. Na Argentina, o gás natural é utilizado para a geração elétrica, o transporte automotivo (através de gás natural comprimido, GNC) e o consumo residencial. Na Venezuela, o petróleo é usado no transporte automotivo, principal setor de destino dos hidrocarbonetos.

C. COMÉRCIO DE HIDROCARBONETOS

O consumo energético dos países é atendido com produção interna, importações líquidas de exportações e variações de estoque, principalmente²¹.

A relação entre a produção e o consumo energético de hidrocarbonetos indica a posição de um país como exportador ou importador. Um índice maior que 1 significa que o país ou região é exportador, um índice igual a 1 significa que a produção interna satisfaz a demanda local e um índice menor que 1 expressa o grau de importação necessário. Na América Latina e no Caribe, a diminuição da média desta razão de 1,4 para 1,1 nos últimos 15 anos se deve a dois fatores: i) redução dos níveis de produção (exportável) mencionada no ponto anterior; ii) crescimento da demanda interna.

Em comparação com o que ocorreu no resto do mundo, o crescimento da demanda interna teve uma resposta relativamente inelástica à alta dos preços internacionais dos hidrocarbonetos. É possível que este fenômeno esteja relacionado com diversos mecanismos de subsídio aos carburantes no transporte automotor e ao gás natural de consumo residencial, que atenuaram a transmissão da variação internacional de preços ao mercado interno em vários países da região. Em média, a América Latina e o Caribe constituem uma região exportadora líquida de petróleo e quase autossuficiente em gás natural, embora de forma decrescente (veja o quadro II.3 e o gráfico A.4 do Anexo).

A diminuição dos níveis de produção foi compensada pelo efeito do preço no valor das exportações da última década. Se no período compreendido entre 1991 e 2000 o efeito do volume originou 78% do crescimento anual do valor exportado de matérias-primas dos países da região, no período compreendido entre 2001 e 2010 essa influência se reduziu a somente 35%. As exportações de matérias-primas e manufaturas baseadas em recursos naturais (incluindo grãos e minerais) representaram no fim da última década cerca de 60% das exportações totais, o que deixa claro os riscos a respeito da reprimarização das economias, o

²¹ Estas, por sua vez, são resultado da oferta de energia primária e secundária (sem incluir a produção secundária) e depósitos internacionais.

aumento da volatilidade pela excessiva dependência regional dos bens primários e a eventual incursão em práticas extrativistas contrárias à adequada gestão econômica, social e ambiental próprias do desenvolvimento sustentável dos recursos naturais.

Quadro II.3
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: RELAÇÃO ENTRE A PRODUÇÃO E O CONSUMO
 DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, 1995-2012**

Tipo / região ou sub-região	1995	2000	2005	2011	2012
Petróleo					
América Latina e Caribe	1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
América Latina e Caribe sem República Bolivariana da Venezuela	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0
Gás natural					
América Latina e Caribe	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
América Latina e Caribe sin República Bolivariana da Venezuela	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Total de hidrocarbonetos					
América Latina e Caribe	1,4	1,4	1,4	1,2	1,1
América Latina e Caribe sem República Bolivariana da Venezuela	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy, 2013*, *Statistical Review of World Energy, 2012* e *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

A China é, de maneira crescente, um destino preferencial das exportações regionais de produtos primários e suas manufaturas, pois representou cerca de 22% do aumento do valor nos últimos anos (CEPAL, 2012b). No caso dos hidrocarbonetos, estima-se que dos 185% de aumento dos preços do petróleo registrado no período compreendido entre 2002 e 2007, o impulso da demanda de petróleo por parte da China contribuiu numa proporção entre 10,8% e 27,1% (Jenkins, 2011), o que, junto com os volumes mais altos demandados, contribuiu para um maior intercâmbio comercial energético entre a China e a América Latina²².

Estima-se que 48% das exportações bolivianas e colombianas, 53% das equatorianas, 65% das trinitárias e 81% das venezuelanas correspondem ao setor do petróleo e do gás natural e foram impulsionadas pelo auge de preços que permitiu que estas economias melhorassem suas relações de troca entre 30% e 68% no período compreendido entre 2005 e 2011 (CEPAL, 2012a).

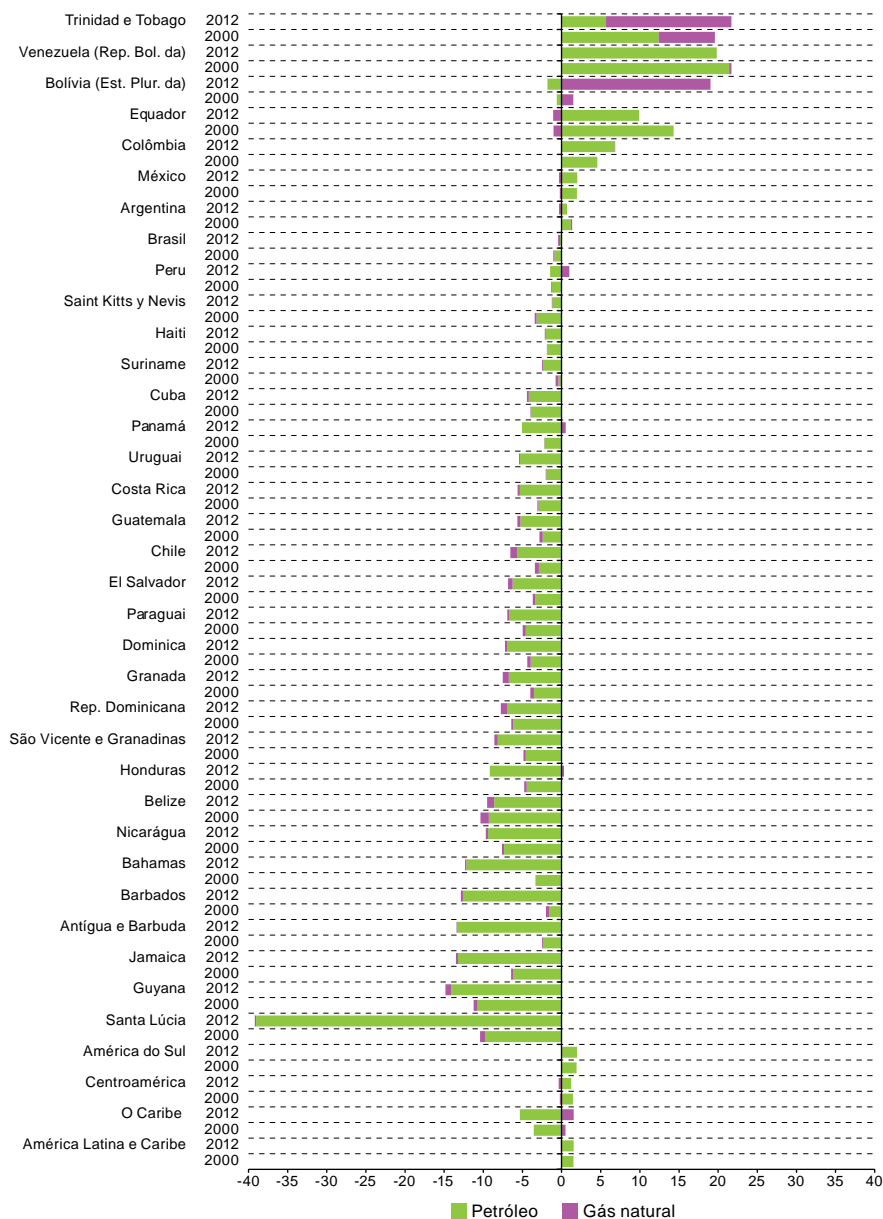
Durante a última década, na Argentina, Equador, México e República Bolivariana da Venezuela a queda da produção, em alguns casos, e o aumento do consumo de derivados de petróleo e gás natural, em outros, provocaram uma redução tanto do índice da relação entre produção e consumo como do superávit de hidrocarbonetos em proporção ao tamanho das economias.

Assim, a Argentina importou mais hidrocarbonetos líquidos e gás natural do Estado Plurinacional da Bolívia (por gasoduto) e de Trinidad e Tobago (em forma de gás natural liquefeito), o que se traduziu numa razão de 0,9 e um saldo comercial de equilíbrio. Por sua vez, Equador, México e República Bolivariana da

²² Apesar de os Estados Unidos serem o maior sócio comercial petrolífero da região, nos últimos anos a China vem se posicionando como um importante aliado ao ser o destino de crescentes volumes de exportação de países como Colômbia, Equador e República Bolivariana da Venezuela, situação também influenciada pelos programas de empréstimos monetários de bancos chineses por petróleo desses países. Além disso, espera-se que os acordos de cooperação energética assinados pela China com México e Trinidad e Tobago, implementados em meados de 2013, fortaleçam o intercâmbio comercial, a segurança energética e o investimento acompanhado de transferência tecnológica e aumento de capacidades, em um cenário de maior presença e influência chinesa na região.

Venezuela enfrentaram maiores níveis de consumo de derivados de petróleo e gás natural, o que, somado ao declínio de campos maduros, fez com que o saldo comercial diminuísse para cerca de 9%, 2% e 20% do PIB, respectivamente (veja o gráfico II.7).

Gráfico II.7
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO
 E GÁS NATURAL, 2000 E 2012^a**
(Em porcentagens do PIB)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD), Base de dados, 2013 [on-line] <http://unctadstat.unctad.org>.

^a O saldo comercial FOB de exportações menos importações corresponde às rubricas de petróleo, produtos de petróleo e materiais afins, bem como de gás, natural e manufaturado.

No Brasil, apesar de se registrar uma razão entre a produção e o consumo próxima de 0,7 e um crescente déficit comercial em hidrocarbonetos –que alcançou mais de 10 bilhões de dólares (0,4% do PIB) em 2012–, o consumo para o autotransporte foi compensado com uma produção próxima de 0,5 milhão de barris de etanol por dia²³. Por sua vez, a Colômbia, com uma razão de 2,6, fortaleceu sua posição como exportador para os Estados Unidos e conseguiu o segundo maior superávit comercial da região no setor: cerca de 25 bilhões de dólares em 2012. O Peru, embora seja importador de petróleo bruto e derivados do Equador, a cada ano satisfaz em maior proporção seu consumo com produção nacional. No entanto, a entrada de divisas pela exportação de gás natural liquefeito da jazida de Camisea ainda não compensa as importações de hidrocarbonetos líquidos.

O Estado Plurinacional da Bolívia, graças a um aumento da produção de gás natural exportável para o Brasil e a Argentina, junto com uma situação de preços elevados deste produto –indexados conforme a evolução de preços dos derivados do petróleo–, obteve em 2012 a maior relação entre produção e consumo (3,1) e um superávit comercial energético de cerca de 4,7 bilhões de dólares (17% do PIB). Não obstante, o país enfrenta o desafio de diminuir a crescente importação de combustíveis líquidos, em particular óleo diesel, através de um aumento da produção e uma redução do subsídio ao consumo, que representou cerca de 1 bilhão de dólares no último ano.

Por sua vez, os países mais prejudicados pela alta de preços foram os importadores de hidrocarbonetos, como Chile, Paraguai, Uruguai e muitos países da América Central e do Caribe, situação que se refletiu em déficits comerciais crescentes em hidrocarbonetos entre 2% e 40% do PIB. De fato, nos últimos anos o Chile importou de forma significativa petróleo proveniente do Equador e gás natural liquefeito da Guiné Equatorial, Egito e Trinidad e Tobago, o que se refletiu numa razão de 0,1 e um gasto de divisas superior a 17 bilhões de dólares em 2012.

Importantes fornecedores regionais, como a República Bolivariana da Venezuela e Trinidad e Tobago, contribuíram para melhorar a segurança energética em hidrocarbonetos dos países latino-americanos e caribenhos, através da iniciativa comercial Petrocaribe²⁴ e da Caricom²⁵, respectivamente.

Observa-se que nos últimos cinco anos a região ampliou sua diversificação de fontes de fornecimento de gás natural através do gás natural liquefeito (veja o gráfico A.5 do Anexo). O abastecimento por transporte marítimo, embora tenha contribuído para um aumento do comércio mundial, obstaculizou os incipientes processos de integração através dos tradicionais gasodutos. Graças a este aumento do consumo, o gás natural já apresenta o comportamento de um produto básico.

O Brasil, principal produtor e importador destacado de gás natural, aumentou seu consumo de gás procedente do Estado Plurinacional da Bolívia (mediante gasoduto) e de gás natural liquefeito de Trinidad e Tobago e Catar. A situação com respeito ao comércio do gás mudou para a Argentina e República Bolivariana da Venezuela, por um lado, e Colômbia e Peru, por outro. A Argentina passou de exportador para o Chile a importador do Estado Plurinacional da Bolívia e de Trinidad e Tobago. Colômbia e Peru passaram de uma situação de equilíbrio de seus mercados internos a exportadores, respectivamente, de gás para a República Bolivariana da Venezuela (através de gasoduto) e de gás natural liquefeito para Espanha e México.

²³ Se incluirmos no cálculo a produção de etanol, a relação entre produção e consumo de hidrocarbonetos do Brasil aumenta cerca de 0,1.

²⁴ Desde o seu início em 2004, Petrocaribe permitiu o fornecimento de petróleo venezuelano em troca de condições preferenciais de financiamento e alimentos provenientes dos países-membros da América Central e do Caribe. O financiamento caracterizou-se por períodos de pagamento de longo prazo, reduzidas taxas de juros e anos de carência na amortização da dívida.

²⁵ Durante o período compreendido entre 2008 e 2012, a iniciativa Caricom permitiu que Trinidad e Tobago exportasse hidrocarbonetos aos países-membros do bloco num montante de cerca de 1,6 bilhão de dólares, equivalente a 11% do PIB do país (Governo de Trinidad e Tobago, 2012).

O Estado Plurinacional da Bolívia apresenta a maior proporção de produção exportável de gás natural, em contratos de longo prazo com a Argentina e o Brasil, já que conta com uma razão de produção com respeito ao consumo de 6. Isso o converte num importante exportador regional de gás natural.

D. INVESTIMENTO

As decisões de investimento baseiam-se no potencial geológico do país, acesso a mercados favoráveis, grau de institucionalidade, aspectos legais²⁶ e ambientais e estabilidade e progressividade²⁷ do quadro fiscal, assim como um relacionamento mutuamente benéfico entre os atores públicos, privados e sociais. Na medida em que os fatores assinalados contribuam para a diminuição do risco, serão benéficos para a atração de investimentos.

Do ponto de vista do Estado, um bom contrato petrolífero é aquele que, além de facilitar o desenvolvimento dos recursos, permite gerar benefícios econômicos em função da apropriação da renda econômica, financiamento com capital de risco e transferência tecnológica da contraparte privada.

Por outro lado, a motivação da empresa privada estaria relacionada com a criação de valor financeiro em projetos ou ativos rentáveis diversificados no âmbito mundial. Neste sentido, em 2011 registraram-se vendas numa média em torno de 75 dólares por barril equivalente de petróleo por parte de algumas empresas estatais e estrangeiras com operações na região e cotação na bolsa de valores dos EUA²⁸. Este montante permitiu cobrir os custos de produção e os gastos de exploração e depreciação por 27 dólares, cumprir o pagamento de impostos de renda e possivelmente gerar aceitáveis margens operacionais (Ernst & Young, 2012)²⁹.

A trajetória internacional do preço do petróleo e sua diminuição por causa da crise financeira internacional de 2009 estão relacionadas, em geral, com a evolução crescente do investimento regional em atividades de exploração, tanto em termos absolutos como da proporção que representa no total mundial. Assim, em 2012 o investimento total alcançou seu valor máximo, cerca de 70 bilhões de dólares, 11% do investimento mundial, proveniente quase em sua totalidade de cinco empresas estatais: Petrobrás, PEMEX, PDVSA, Ecopetrol e YPF (veja o gráfico II.8).

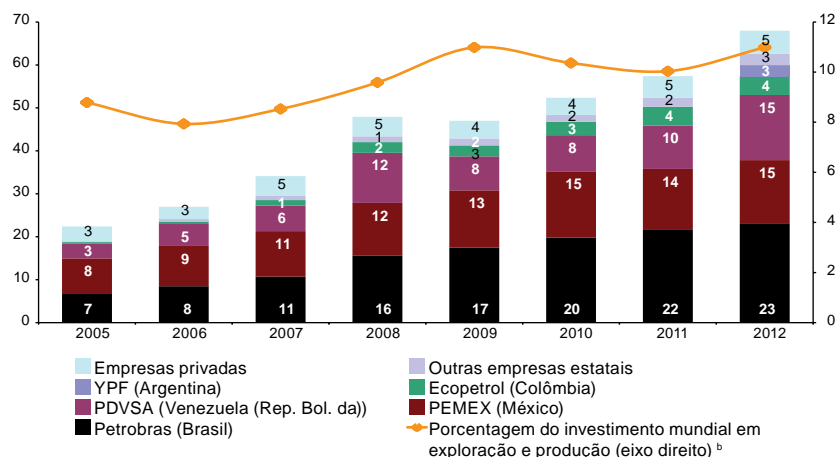
²⁶ A determinação e definição da propriedade das reservas e a produção de hidrocarbonetos supõem que o portador terá independência e soberania na exploração do recurso, assim como na apropriação da renda econômica e acesso a fontes de financiamento. Por sua vez, a acumulação de reservas e sua apropriada administração podem ajudar a demonstrar eficiência e credibilidade da gestão tanto pública como privada.

²⁷ Entende-se por progressividade do quadro fiscal o aumento mais que proporcional da carga fiscal (X) ante aumentos da renda petrolífera (Z), definida como o valor da produção ao preço internacional, excluindo custos de produção. Complementarmente, a progressividade é entendida como o aumento da taxa efetiva fiscal ($A = X/Z$) ante aumentos de Z .

²⁸ Trata-se de Petrobrás, Ecopetrol, PEMEX, Repsol, Apache, Shell, British Petroleum (BP) e Occidental, que remetem anualmente seus balanços financeiros e contábeis à Comissão de Valores Mobiliários (SEC) dos EUA.

²⁹ A consultora Ernst & Young estimou que na gestão de 2011 cerca de 20% dessas vendas corresponderam a lucros líquidos, em comparação com estimativas para os Estados Unidos (Damodaran, 2013), segundo as quais este indicador é de 7% e 14% no caso de empresas petrolíferas integradas e não integradas, respectivamente.

Gráfico II.8
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: INVESTIMENTO EM EXPLORAÇÃO
 E DESENVOLVIMENTO DE HIDROCARBONETOS, 2005-2012^a**
 (Em bilhões de dólares e porcentagens do total mundial)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Standard & Poor's, "Big spenders: Latin America's national oil companies, Petrobras and PEMEX", *Standard & Poor's CreditWeek*, 14 de dezembro de 2011; Formulários 20F SEC da Petrobras, PEMEX, YPF e Ecopetrol para gestões 2005-2012; Ernst & Young, *Global Oil and Gas Reserves Study, 2012*, dezembro de 2012; Agência Internacional de Energia (AIE), *World Energy Outlook, 2005 a 2012*; e relatórios de gestão anuais das empresas petrolíferas estatais PDVSA, YPFB e Petroamazonas.

^a O investimento corresponde a gastos de capital em processos de exploração e desenvolvimento de reservas na região das maiores empresas estatais e estrangeiras, sem incluir os investimentos pela compra de propriedades ou áreas nem os destinados a atividades de refinação, distribuição e comercialização em âmbito mundial. A rubrica "outras empresas estatais" inclui o investimento da empresa estatal boliviana YPFB, as trinitárias Petrotrin e National Gas Company (NGC) e a equatoriana Petroamazonas. A rubrica "empresas privadas" inclui o investimento de empresas como a espanhola Repsol, a inglesa British Petroleum (BP), a holandesa Shell e as americanas Apache e Occidental.

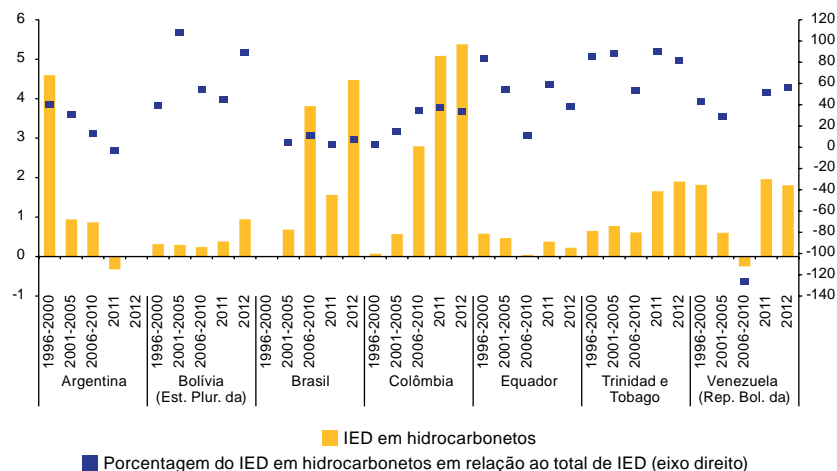
^b Investimento mundial repartido proporcionalmente com base em uma amostra de 70 empresas e informação da Agência Internacional de Energia (AIE) sobre orçamentos de investimento.

Embora desde 2007 os setores baseados em recursos naturais como hidrocarbonetos e minerais representem cerca de 26% do destino do investimento estrangeiro direto (IED), na escala sub-regional observam-se padrões distintos. Nos países da América do Sul (excluindo o Brasil), os setores primários captaram a metade do investimento, enquanto no Brasil e nos países da América Central e do Caribe o investimento se destinou principalmente a setores de manufaturas e serviços. No entanto, um maior nível de investimento não implica necessariamente uma maior geração de empregos, levando em consideração que em setores intensivos em capital, como o extrativo, a geração de empregos diretos é limitada³⁰.

Nos vários países observaram-se na última década duas tendências relativas às políticas de participação do capital estrangeiro, que têm incidência diversa no investimento (veja o gráfico II.9).

³⁰ Estima-se que cada 2 milhões de dólares de investimento gera 1 posto de trabalho no setor de hidrocarbonetos ou mineração, nível muito inferior aos 14 postos de trabalho gerados nas atividades de comércio e construção (CEPAL, 2013a).

Gráfico II.9
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): INVESTIMENTO ESTRANGEIRO DIRETO (IED) EM HIDROCARBONETOS, 1996-2012^a
(Em bilhões de dólares e porcentagens do total)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em informação oficial dos respectivos países; Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD), Base de dados, 2012 [on-line] http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en.

^a O investimento de empresas estrangeiras (investimento estrangeiro direto) corresponde aos montantes anuais médios dos períodos e em alguns casos pode incluir todas as atividades da indústria. Consideram-se os montantes de investimento em novas instalações e as fusões e aquisições de empresas ou ativos por parte de empresas não residentes no país declarante. Quanto à forma de apresentação, no caso do Estado Plurinacional da Bolívia e Brasil consideram-se os investimentos recebidos e não os desinvestimentos no setor (ou seja, retiradas e repatriações de capital, amortização de empréstimos e venda de participação de investidores estrangeiros, entre outras). No caso dos outros países consideram-se os investimentos líquidos, o que explica os montantes reduzidos do Equador e negativos da República Bolivariana da Venezuela no período 2006-2010. Não inclui informação sobre o Peru, já que os dados do período são incompletos; para a Argentina, não se dispõe de informação sobre 2012; para o Brasil, não se conta com informação sobre o período 1996-2000. Os dados sobre o Equador correspondem ao total de recursos naturais.

Por um lado, Brasil e Colômbia tomaram medidas para atrair capital privado como meio de assegurar investimentos em exploração e, dessa maneira, recuperar o nível de reservas e de produção que começou a declinar no fim dos anos 90. Estes países permitiram uma maior participação privada na produção, ao assinar contratos de concessão com sócios estratégicos privados; adjudicaram áreas tradicionais e não tradicionais em leilões internacionais (nos quais as companhias petrolíferas nacionais, como Petrobrás e Ecopetrol, também competiram), efetuaram reformas fiscais incorporando royalties escalonados e emitiram licenças exploratórias com prazos mais amplos. Estas medidas contribuíram para que esses dois países fossem os principais destinos do IED na região³¹.

Por outro lado, desde 1932 o México mantém um monopólio estatal que limitou a participação do capital privado na indústria. Outros países empreenderam processos de nacionalização ou de ampliação do controle estatal, como foi o caso do Estado Plurinacional da Bolívia em 2006, do Equador em 2010, da

³¹ Nas nove rodadas anuais de licitação efetiva realizadas no Brasil até 2008 pode-se observar o importante fluxo de investimento por parte de empresas estrangeiras e nacionais na arrecadação por bônus na assinatura do contrato, compromissos de exploração mínimos e conteúdo local em bens e serviços. A arrecadação média por bônus em cada rodada subiu para 289 milhões de dólares e as máximas expectativas dos investidores se refletiram em 2007 – ano de descoberta dos recursos do pré-sal –, quando ofereceram quase 39.000 dólares por km². Para atividades exploratórias comprometeram-se em média com 500 milhões de dólares em cada rodada; 2007 foi o ano em que se alcançou o maior valor comprometido, que subiu para 25.000 dólares por km². A média do conteúdo local por rodada subiu para cerca de 57% para atividades de exploração, desenvolvimento e produção.

República Bolivariana da Venezuela a partir de 2000 e da Argentina em 2012³². Esta situação caracterizou-se, entre outros aspectos, pelo estabelecimento da propriedade pública com respeito à produção e aos ativos petrolíferos, renegociações que se materializaram em contratos de operação, de serviços e mistos, além de uma maior participação das empresas petrolíferas estatais e uma tributação crescente. Estes aspectos, em todo caso, parecem não ter impedido que vários desses países representem importantes destinos do investimento estrangeiro³³.

Além disso, algumas empresas –sobretudo americanas e europeias– venderam seus ativos na região. Enquanto isso, aumentou o interesse de empresas (principalmente estatais) da China, Índia e outras economias emergentes em realizar investimentos na região.

Ante a eventualidade de uma futura queda dos preços internacionais (e/ou um aumento dos custos) e a urgente necessidade de desenvolver os hidrocarbonetos, a região enfrenta o desafio de compensar a deterioração das variáveis econômicas mediante o fortalecimento de aspectos institucionais e legais, orientados a reduzir o risco do investidor.

Por exemplo, a associação entre companhias privadas e estatais em projetos relacionados com os hidrocarbonetos não convencionais na Argentina, México e Colômbia, as jazidas do pré-sal no Brasil e o petróleo extrapesado na República Bolivariana da Venezuela, entre outros, enfrenta desafios associados ao financiamento e execução de um considerável montante de investimento orçado, que ascende a mais de 400 bilhões de dólares no quinquênio compreendido entre 2013 e 2017, e é superior em quase 50% ao montante executado no período anterior (veja o quadro A.1 do Anexo)³⁴. Neste sentido, a administração e controle dos anteriores projetos de investimento numa gestão eficiente, transparente e independente por parte das empresas estatais, junto com uma aliança entre os grupos de interesse em aspectos socioambientais e econômicos, são considerações que propiciam uma adequada governança dos recursos naturais.

Uma política de atração de investimentos deveria focar não só o componente quantitativo, mas também o qualitativo, para potencializar a transferência tecnológica e a criação de cadeias de valor e de conhecimento e ao mesmo tempo ser apropriada às necessidades das agendas de desenvolvimento dos países.

Na Colômbia, uma limitada capacidade do sistema de transporte, junto com uma menor segurança física, poderia contribuir para adiar a execução de investimentos em exploração e desenvolvimento e restringir os volumes exportáveis aos Estados Unidos. Além disso, a balança comercial energética entre os dois países poderia ser influenciada pela importação de serviços petrolíferos e investimento com transferência tecnológica dos EUA para o desenvolvimento de hidrocarbonetos não convencionais em campos colombianos, aspectos dados pela potencialidade do acordo de livre comércio assinado em 2012.

No Brasil, espera-se replicar o êxito na captação de investimentos que se obteve a partir das rodadas de licitação passadas, com o novo esquema contratual que vigorará a partir da primeira rodada de licitação de áreas do pré-sal no final de 2013, caracterizado por contratos de produção compartilhada, com uma cota inicial mínima de 30% para a Petrobras, num cenário de maior regulação estatal.

³² Embora a nacionalização de 51% de YPF Argentina, que estava nas mãos da espanhola Repsol, tenha ocorrido em 2012, a transação ainda não foi registrada nos fluxos de IED de 2012 (como um desinvestimento), por não haverem chegado a um acordo sobre a compensação que será paga.

³³ Posto que no período compreendido entre 2006 e 2010 registraram-se na República Bolivariana da Venezuela níveis negativos de IED – devido à emissão de lucros acumulados de períodos anteriores por parte das empresas estrangeiras –, a partir de 2011 o país apresenta importantes fluxos de entrada para o setor, de cerca de 2 bilhões de dólares.

³⁴ Com fins comparativos, estima-se que o desenvolvimento sustentável da produção de gás natural na região nas próximas duas décadas poderia exigir um investimento de 800 bilhões de dólares, composto por 500 bilhões e 150 bilhões de dólares para a exploração e produção de gás convencional e não convencional, respectivamente, e 150 bilhões de dólares para a fase de distribuição, refinação, comercialização e infraestrutura para gás natural liquefeito (AIE, 2012a).

No México poderiam surgir no médio prazo novas oportunidades para o investimento estrangeiro à medida que amadureça a reforma energética planejada, na qual está previsto manter a propriedade estatal sobre o recurso e os ativos de PEMEX e permitir um aumento da produção por meio de contratos de exploração e produção mais ativos, entre outros aspectos³⁵.

Na medida em que o financiamento de infraestrutura e de atividades do setor petrolífero estiver ligado à produção e entrega futura de petróleo – por exemplo, em programas do tipo “petróleo por empréstimos” que a Colômbia, o Equador e a República Bolivariana da Venezuela mantêm com bancos ou companhias petrolíferas da China –, poderiam apresentar-se riscos devido a eventuais crises de dívida e déficits públicos provocados pela volatilidade dos preços do petróleo e dos mercados de capitais³⁶. Uma eventual extração acelerada dos recursos petrolíferos, pressionada por restrições financeiras, poderia também por em discussão aspectos associados à sua valorização em condições de incerteza, sua disponibilidade, a geração sustentável de benefícios futuros para a sociedade e a vulnerabilidade que representa a dependência de mercados de exportação limitados³⁷.

E. QUADRO CONTRATUAL, RENDA ECONÔMICA E RECEITAS FISCAIS

Dentro das políticas de desenvolvimento do setor dos hidrocarbonetos, deve-se considerar a potencialidade dos recursos de um país e velar por uma exploração eficiente, ante a volatilidade das condições de mercado, quando se aborda a criação de incentivos tributários³⁸ e a formulação de um regime fiscal³⁹. Ao mesmo tempo, deve-se maximizar a apropriação estatal da renda em períodos de preços altos e atuar com flexibilidade ao propiciar incentivos para o investimento público-privado ante uma conjuntura recessiva.

Para que o sistema seja progressivo, utilizam-se mecanismos como royalties escalonados em relação ao volume ou valor da produção, impostos vinculados aos lucros ou a preços extraordinários ou a participação da companhia estatal, segundo um coeficiente de rentabilidade do negócio, nos casos em que os contratos sejam de serviço ou de produção compartilhada. A aplicação de royalties fixos e altos níveis tributários inelásticos ao preço ou à rentabilidade poderia provocar uma regressividade fiscal do sistema⁴⁰. Por todos estes aspectos, o sistema fiscal apresenta sérios desafios e seu desenho é complexo.

³⁵ Espera-se também que a reforma energética, anunciada em 2012 no documento Pacto por México, propicie a concorrência econômica em segmentos de refinação, petroquímica e transporte, entre outros.

³⁶ Empréstimos agressivos, geralmente impulsionados pelo sistema bancário internacional, poderiam ser o flagelo de países exportadores de matérias-primas, motivo pelo qual se aconselha a busca por mecanismos de cobertura dos preços do petróleo com o fim de diminuir os riscos inerentes (Humphreys, Sachs e Stiglitz, 2007).

³⁷ Em 2012, cerca de 80% das exportações de petróleo do Equador se destinaram a empresas intermediárias chinesas. Por sua vez, estima-se que a partir de 2015 cerca da metade das exportações da República Bolivariana da Venezuela podem ter como destino o mercado chinês, dadas as características dos empréstimos a que recorreu PDVSA para o financiamento de suas atividades nos contratos mistos da faixa do Orinoco (Business Monitor International, 2013).

³⁸ Tais como o uso da depreciação acelerada na dedução do imposto de renda, isenções temporárias de impostos ou outros.

³⁹ Os regimes fiscais petrolíferos são aplicados dentro de dois grandes sistemas: i) o sistema de concessão; ii) o sistema contratual. Diferenciam-se entre si por aspectos relacionados com a propriedade da produção, o tipo de instrumento tributário aplicado e o grau de participação da empresa estatal nos benefícios. Num sistema de concessão, a receita para o Estado provém da arrecadação de royalties e impostos e a produção é de propriedade do operador privado. O sistema contratual caracteriza-se pelo Estado ser o proprietário da produção e não só arrecada royalties e impostos, mas através da empresa estatal participa com o setor privado dos lucros do negócio. Por sua vez, o sistema contratual inclui contratos de serviço e contratos de produção compartilhada; nos primeiros, o pagamento do empreiteiro é feito com dinheiro, enquanto no segundo se entrega petróleo ou gás natural. Por outro lado, o contrato de serviço pode ser de dois tipos: contrato de serviço puro ou contrato de serviço de risco; no primeiro o pagamento é fixo, enquanto no segundo varia em função da rentabilidade e das condições de mercado.

⁴⁰ Também há evidências mundiais e regionais de que a aplicação das mesmas condições fiscais a campos pequenos ou grandes, marítimos ou terrestres, no início da produção ou em seu período de máximo nível de produção provoca uma regressividade fiscal do sistema. Por isso, tanto os royalties como os impostos deveriam ser menores em campos pequenos, situados no mar e no início do projeto. Veja Khelil (1995).

Com o objetivo de maximizar a apropriação da renda econômica, os Estados podem exigir das empresas produtoras pagamentos a título de impostos ou direitos, além dos correspondentes ao regime geral. Os instrumentos tributários sobre as rendas por exploração de hidrocarbonetos podem ser agrupados em duas categorias: i) os aplicados à produção bruta (ou à renda bruta) do campo petrolífero ou gasífero; ii) os que se aplicam ao lucro da operação.

A principal vantagem do primeiro grupo (em que geralmente se encontram os royalties) é a facilidade de cobrança. No entanto, as alíquotas fixas podem não contribuir para uma operação eficiente do campo, ao impor uma obrigação fiscal independente dos lucros. Além disso, nas decisões de investimento exploratório associadas à análise probabilística⁴¹, dinâmica própria do risco exploratório, a modelagem de royalties fixos ante uma prospecção potencialmente bem-sucedida no futuro pode fazer com que o valor atual do fluxo de caixa do projeto seja negativo, cancelando ou adiando o desenvolvimento do reservatório.

Por outro lado, os instrumentos aplicados sobre o lucro da operação favoreceriam uma exploração eficiente do campo, dado que seu cálculo considera as condições de mercado e os custos de produção. No entanto, neste caso o problema central é a dificuldade de sua fiscalização, devido a problemas de informação sobre a estrutura de custos do operador (Medinaceli, 2010).

Alguns países, como Brasil, Colômbia e Peru, tentam aproveitar as virtudes dos mecanismos através de royalties com alíquotas variáveis em função de critérios de fácil verificação, como o nível de produção, a localização e profundidade dos poços, o tipo de hidrocarbonetos ou outra variável relacionada com a estrutura de custos. Além disso, a existência de impostos, direitos, participações ou contribuições vinculadas a preços ou lucros extraordinários é evidente em países como Brasil, Colômbia, Trinidad e Tobago e República Bolivariana da Venezuela (veja o quadro A.2 do Anexo).

A renda petrolífera é determinada por três variáveis: o preço a que se vende o hidrocarboneto, o volume de produção que se pode alcançar num momento determinado e os custos de extração (de capital e de operação). Com base nisso, a renda petrolífera de um país será tanto maior quanto mais elevados forem o preço e o volume de produção dos hidrocarbonetos. Pelo contrário, a renda será mais baixa se houver aumento dos custos de extração. Em resumo, diversas combinações de preço, volume de produção e custos de extração dão como resultado rendas petrolíferas distintas. No entanto, durante a última década o aumento de preços foi o principal determinante de um aumento tanto da renda petrolífera como das exportações e das receitas fiscais de alguns países da região.

F. PARTICIPAÇÃO ESTATAL NA RENDA ECONÔMICA DO SETOR DOS HIDROCARBONETOS DURANTE O ÚLTIMO CICLO DE PREÇOS

A produção e o comércio de hidrocarbonetos são importantes para a criação de valor agregado, a geração de renda econômica e o financiamento fiscal do orçamento estatal. Desde o início do ciclo crescente de preços – que começou em 2003 e continuou a partir de 2010 –, observou-se nos países produtores da região uma maior contribuição do setor para as exportações totais e a geração do PIB. Neste sentido, deve-se considerar que no Estado Plurinacional da Bolívia, Equador, Trinidad e Tobago e República Bolivariana da Venezuela o setor representa mais da metade das exportações totais (veja o quadro II.4).

⁴¹ Árvore de decisões ou opções reais.

AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): INDICADORES E CONTRIBUIÇÃO FISCAL DO SETOR DOS HIDROCARBONETOS, 2000-2012^a
(Em porcentagens)

País	1 Proporção do PIB de hidrocarbonetos no PIB total ^b			2 Proporção das exportações de hidrocarbonetos nas exportações totais ^c			3 Proporção da receita de hidrocarbonetos no PIB total ^d			4 Proporção da receita fiscal de hidrocarbonetos no PIB total ^e			5 Proporção da receita fiscal de hidrocarbonetos no total da receita do governo geral ^f			6 (4/3) Proporção da receita fiscal de hidrocarbonetos na renda econômica de hidrocarbonetos ^g		
	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012	2000-2003	2004-2009	2010-2012
Argentina	4,0	4,5	3,3	16,9	12,0	7,3	6,1	9,7	5,3	1,9	2,2	1,8	8,7	7,9	10,5	30,9	22,1	33,6
Bolívia (Estado Plurinacional da)	3,5	6,0	6,2	27,0	53,5	52,4	5,6 ^h	14,1 ^h	15,8 ^h	2,7	8,5	9,9	11,9	28,9	31,8	47,1	60,8	62,6
Brasil	0,9	1,4	2,1	3,9	7,7	10,2	2,0	3,0	2,5	0,7	1,0	0,9	2,3	3,5	3,0	32,7	34,3	36,8
Colômbia	3,6	4,2	7,6	29,2	28,3	46,8	5,6	7,1	8,2	1,4	2,6	3,4	5,4	9,6	13,1	25,6	36,5	41,6
Equador	3,7	10,5	12,6	43,2	57,5	55,2	15,2	24,7	23,2	5,8	8,0	14,4	30,0	33,5	42,7	38,4	32,3	61,9
México	4,3	7,1	7,7	9,4	14,9	14,6	4,5	7,7	7,2	2,9	5,2	5,6	19,8	33,4	35,1	63,7	68,1	78,4
Peru	0,8	1,5	1,9	6,4	8,2	11,1	1,5	2,5	2,6	0,5	1,0	1,4	3,2	5,5	7,3	35,5	38,6	51,6
Trinidad e Tobago	16,8	24,3	22,8	60,4	65,9	62,2	33,2	54,1	37,2	7,9	15,7	13,0	31,6	51,5	40,7	23,7	29,1	35,1
Venezuela (República Bolivariana da)	18,1	13,6	11,2	74,2	82,4	84,4	27,1	35,5	26,3	10,3	12,4	10,3	48,0	47,8	41,5	38,2	35,0	39,2

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em informação oficial dos países, Banco Mundial, World Development Indicators y Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD), Base de dados, 2013 [on-line] <http://unctadstat.unctad.org>.

^a Informação calculada sobre valores acumulados dos períodos, em dólares constantes de 2005.

^b Corresponde ao valor agregado do setor.

^c Inclui petróleo e gás natural.

^d Renda econômica calculada pelo Banco Mundial, que representa a produção de petróleo e gás natural avaliada ao preço internacional sem incluir os custos de extração. Pode diferir da renda real dos países, calculada com base nos preços em que efetivamente se comercializa e nos custos particulares, segundo condições físicas e econômicas específicas.

^e A receita fiscal inclui a receita tributária e não tributária disponível correspondente à produção de hidrocarbonetos. O indicador é uma medida da pressão tributária e não tributária dos países.

^f A receita do governo geral é a receita total excluindo a contribuição à seguridade social. No caso da Argentina, Equador e Colômbia, leva-se em conta a informação do setor público não financeiro (SPNF).

^g Representa a proporção da renda econômica teórica que o Estado arrecada através da receita fiscal. É um indicador aproximado da taxa fiscal efetiva.

^h Dados estimados com base na informação oficial disponível.

Em muitos países os altos preços propiciaram um aumento da renda econômica potencial do setor. Contudo, em outros (como Argentina, México e República Bolivariana da Venezuela) o efeito da alta dos preços pode ter sido abrandado pela diminuição da produção nos principais campos, o que teria se traduzido num crescimento moderado (ou mesmo um decréscimo) da renda em termos tanto absolutos como relativos. Por exemplo, na Argentina registraram-se desde a última década importantes taxas de crescimento do PIB, mas não parece ter havido aumentos de igual magnitude na renda de hidrocarbonetos, o que se reflete numa diminuição de sua contribuição para o PIB de 9,7% no período 2004-2009 para 5,3% no período 2010-2012. Em todo caso, a análise que se possa realizar com base na renda econômica potencial, calculada com os preços internacionais e não necessariamente com os preços de comercialização efetivos, deve ser específica para cada país, e sua generalização deve ser feita com cautela.

Durante a última década ocorreu uma maior vulnerabilidade das economias a respeito do setor, pela evidente dependência das receitas do governo geral com relação à arrecadação fiscal tributária (especialmente do imposto de renda) e não tributária (por meio de royalties e outros) aplicada ao uso e exploração dos recursos petrolíferos e gasíferos. Assim, no último período, compreendido entre 2010 e 2012, o setor contribuiu com mais de um terço da receita total necessária para financiar o gasto público no Estado Plurinacional da Bolívia⁴², Equador, México, Trinidad e Tobago e República Bolivariana da Venezuela, o que representou uma pressão fiscal média um pouco superior a 10% do PIB. Neste sentido, uma aparente diminuição das receitas fiscais dos hidrocarbonetos em alguns países, como Trinidad e Tobago e República Bolivariana da Venezuela, em relação ao período compreendido entre 2004 e 2009, pode ter sido motivada por menores volumes produzidos como resultado do declínio da produção, aspectos inflacionários, diminuição da capacidade de arrecadação e fiscalização e, possivelmente, o aumento dos custos de produção, investimento e financiamento, que provocaria uma diminuição tanto dos lucros das empresas petrolíferas como do imposto sobre eles⁴³.

Em todos os países na última década a arrecadação fiscal aumentou em relação ao potencial de renda econômica, situação própria de um regime fiscal progressivo. Neste sentido, a apropriação fiscal sobre a renda econômica potencial na região se situa entre 34% e 78%, porcentagens que correspondem a Argentina e México, respectivamente. Na Argentina, a maior proporção da arrecadação provém de tributos como os direitos de exportação e o imposto sobre lucros que se aplica às sociedades anônimas, enquanto no México a arrecadação provém de instrumentos não tributários, como os direitos sobre hidrocarbonetos que PEMEX deposita em contas do governo federal.

Embora no Brasil a captação fiscal média represente cerca de 37% da renda econômica potencial, seu aumento na última década não foi determinado unicamente pelos tradicionais royalties e imposto de renda – próprios do sistema de concessões vigente –, mas pelo imposto sobre os lucros extraordinários, ou de participação especial, que contribui com cerca de 40% da arrecadação proveniente do setor de hidrocarbonetos no país.

⁴² Observa-se que neste país as receitas fiscais de hidrocarbonetos como porcentagem da receita do governo geral aumentaram em mais de 100% do período compreendido entre 2000 e 2003 até o período compreendido entre 2004 e 2009, passando de 11,9% para 28,9%. Este indicador está relacionado com a mudança do regime fiscal – mediante a criação do imposto direto sobre os hidrocarbonetos e a arrecadação dos royalties –, acompanhado de preços mais elevados e maiores volumes contratuais de exportação de gás natural com destino à Argentina e ao Brasil. Essa contribuição se manteve, com um leve aumento, no período compreendido entre 2010 e 2012.

⁴³ Um alto nível de investimento depreciado e pagamentos de juros elevados pelo financiamento mediante dívida são algumas das causas que levam à queda tanto do lucro das empresas como do imposto de renda.

G. SÍNTESE

- i) O aumento dos preços e da atividade da indústria, embora tenha um impacto diferenciado em cada país, no nível geral não foi suficiente para que se verificasse um aumento sustentado das reservas ou da produção, de acordo com o crescimento do consumo regional. A queda da produção e o contínuo aumento do consumo podem originar uma redução dos volumes destinados à exportação e representar uma limitação ao comércio. O consumo regional mostra indícios de ser menos elástico a variações de preços, particularmente em países como a República Bolivariana da Venezuela, Equador, México e Argentina.
- ii) É necessário buscar incentivos adicionais para impulsionar um maior volume de investimento de qualidade (público e privado) em atividades de exploração e produção. O Brasil e a Colômbia são dois países que se excluíram desta tendência regional, já que conseguiram atrair investimento para o desenvolvimento de atividades de exploração e produção. Na América Latina, com exceção do Brasil, Equador e República Bolivariana da Venezuela, as quedas na relação entre reservas e produção (abundância) e a insuficiente taxa de substituição de reservas ao longo da década põem em risco a disponibilidade desse recurso e a posição exportadora regional para o futuro. O Estado Plurinacional da Bolívia, Colômbia, Argentina, México e Trinidad e Tobago, além de manter níveis reduzidos de abundância de cerca dez anos, enfrentam como desafio a necessidade de aumentá-los por meio do investimento dos setores público e privado.
- iii) Uma tarefa pendente consiste em criar condições regulatórias, tecnológicas e de investimento que permitam o desenvolvimento de reservatórios de recursos não convencionais na Argentina e México, jazidas do pré-sal no Brasil, petróleo extrapesado na República Bolivariana da Venezuela e recursos convencionais nos outros países. O enfrentamento desses desafios requer, entre outros fatores, contar com empresas petrolíferas estatais eficientes, transparentes e autônomas, para levar adiante uma gestão e governança empresarial bem-sucedida no financiamento de consideráveis compromissos de investimento, administração de recursos, criação de valor e geração de benefícios econômicos e sociais para os países da região.
- iv) Observa-se uma ampliação e uma maior dependência da receita do governo geral a respeito da arrecadação fiscal tributária e não tributária aplicada ao uso e exploração dos recursos petrolíferos e gasíferos. Assim, entre 2010 e 2012 o setor contribuiu com mais de um terço das receitas fiscais totais de muitos países da região; no entanto, permanece o desafio de buscar uma maior diversificação de fontes de receita e financiamento com o fim de evitar a chamada preguiça fiscal e desequilíbrios macroeconômicos próprios da volatilidade e dependência das matérias-primas.
- v) Embora em alguns países seja evidente a existência de royalties escalonados e impostos vinculados a preços e lucros extraordinários, próprios de sistemas fiscais progressivos, pode ser necessário o fortalecimento de aspectos relativos à fiscalização e ao controle tributário.
- vi) Dado que, para obter um desenvolvimento econômico com igualdade, é preciso dispor de uma oferta de energia proveniente tanto de fontes renováveis como não renováveis, a total independência das fontes fósseis, como o petróleo e o gás natural, não parece possível. Por isso, o desenvolvimento sustentável desse recurso –envolvendo aspectos de gestão econômica, social e ambiental – deve fazer parte das agendas de políticas públicas dos países produtores.

Bibliografia

- Agência Estado, “Sem disputa, Petrobrás vence leilão de Libra com Shell, Total e duas chinesas”, 22 de outubro de 2013.
- AIE (Agência Internacional de Energia) (2013), *Medium-Term Oil Market Report 2013*, Paris.
- _____ (2012a), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, Paris.
- _____ (2012b), *World Energy Outlook 2012*, Paris.
- _____ (2011), *World Energy Outlook 2011*, Paris.
- _____ (2010), *World Energy Outlook 2010*, Paris.
- _____ (2009a), *World Energy Outlook 2009*, Paris.
- _____ (2009b), “The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment. IEA Background paper for the G8 Energy Minister’s Meeting 24-25 May 2009” [on-line] <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/impact-1.pdf>.
- _____ (2008), *World Energy Outlook 2008*, Paris.
- _____ (2007), *World Energy Outlook 2007*, Paris.
- _____ (2006), *World Energy Outlook 2006*, Paris.
- _____ (2005), *World Energy Outlook 2005*, Paris.
- ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) (2013), “Desarrollos en el pre-sal brasileño”, documento apresentado na XVII Reunião Anual da Associação Ibero-Americana de Entidades Reguladoras da Energia (ARIAE), Santa Cruz, 23 a 26 de abril.
- _____ (2012), “Resultados de rodadas de licitação” [on-line] <http://brasil-rounds.gov.br>.
- Arze, Carlos e outros (2011), *Gasolinazo: subvención popular al Estado y a las petroleras*, La Paz, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA), agosto.
- Baker, Hughes (2013), “International rig counts” [on-line] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm.
- Banco Mundial (2013), “World Development Indicators (WDI)” [on-line] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>.
- Bourland, Brad e Paul Gamble (2011), “Saudi Arabia’s coming oil and fiscal challenge”, Jadwa Investment, julho.
- BP (British Petroleum) (2013), *Statistical Review of World Energy, 2013* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____ (2012), *Statistical Review of World Energy, 2012* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____ (2011), *Statistical Review of World Energy, 2011* [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____ (2007), *Statistical Review of World Energy, 2007* [on-line] http://www.bp.com/liveassets/bp.../russia/.../Stat_Rev_2006_eng.pdf.
- Business Monitor International (2013), *Venezuela Oil and Gas Report Q2 2013*, fevereiro.
- CBHE (Cámara Boliviana de Hidrocarbonetos y Energía) (2011), *Revista Petróleo y Gas*, Nº 72, marzo-abril.
- CEPAL (Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe) (2013a), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2012* (LC/G.2571-P), Santiago do Chile, junho. Publicação das Nações Unidas, Nº de venda: S.13.II.G.4.
- _____ (2013b), *Recursos naturales en UNASUR: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional* (LC/L.3627), Santiago do Chile, maio.
- _____ (2012a), *Estudio Económico de América Latina y el Caribe, 2012. Las políticas ante las adversidades de la economía internacional* (LC/G.2546-P), Santiago do Chile, outubro. Publicação das Nações Unidas, Nº de venda: S.12.II.G.3.
- _____ (2012b), *Panorama de la Inserción Internacional de América Latina y el Caribe 2011-2012* (LC/G.2547-P), Santiago do Chile, outubro. Publicação das Nações Unidas, Nº de venda: 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 apresentado no seminário Governança dos Recursos Naturais na América Latina e no Caribe: Desafios de Política Pública, Gestão de Renda e Desenvolvimento Inclusivo, Santiago do Chile, 24 e 25 de abril.
- _____ (2012d), *Cambio estructural para la igualdad: una visión integrada del desarrollo* (LC/G.2524(SES.34/3)), Santiago do Chile.
- _____ (2012e), “CEPALSTAT, bases de datos y publicaciones estadísticas” [on-line] <http://websie.eclac.cl/infest/ajax/cepalstat.asp?carpeta=estadisticas>.
- _____ (2012f), “Panorama y aporte fiscal del sector hidrocarbonetos en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella y otros, Santiago do Chile, inédito.
- _____ (2012g), “Panorama y aporte fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe”, J. Acquatella e J. Lardé, Santiago do Chile, inédito.
- _____ (2011), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2010* (LC/G.2494-P), Santiago do Chile, maio. Publicação das Nações Unidas, N° de venda: S.11.II.G.4.
- _____ (2010), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2009* (LC/G.2447-P), Santiago do Chile. Publicação das Nações Unidas, N° de venda: S.10.II.G.4.
- _____ (2008), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2007* (LC/G.2360-P), Santiago do Chile, maio. Publicação das Nações Unidas, N° de venda: S.08.II.G.11.
- _____ (2007), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2006* (LC/G.2226-P), Santiago do Chile, maio. Publicação das Nações Unidas, N° de venda: S.07.II.G.32.
- _____ (2003), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2002* (LC/G.2198-P), Santiago do Chile. Publicação das Nações Unidas, N° de venda: S.03.II.G.11.
- Damodaran, Aswath (2013), “Margins by sector”, New York University [on-line] <http://pages.stern.nyu.edu>.
- Daniel, Philip, Michael Keen e Charles McPherson (eds.) (2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Londres, Routledge.
- Ecopetrol [on-line] <http://www.ecopetrol.com.co>
- EIA (Administração de Informação Energética) (2012), “International Energy Statistics” [on-line] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.
- _____ (2011a), “Country analysis briefs: Argentina” [on-line] <http://www.eia.gov.us>.
- _____ (2011b), “Country analysis briefs: Bolivia” [on-line] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011c), “Country analysis briefs: Brazil” [on-line] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011d), “Country analysis briefs: Colombia” [on-line] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011e), “Country analysis briefs: Ecuador” [on-line] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011f), “Country analysis briefs: Mexico” [on-line] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011g), “Country analysis briefs: Peru” [on-line] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011h), “Country analysis briefs: Venezuela” [on-line] <http://www.eia.doe.gov.us>.
- EIU (The Economist Intelligence Unit) (2011), “Ecuador: Energy Report”, Nova York, outubro.
- _____ (2010), “Country Commerce: Venezuela”, Nova York, outubro.
- ENI (2012), *World Oil and Gas Review, 2012* [on-line] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.
- _____ (2010), *World Oil and Gas Review, 2010* [on-line] <http://www.eni.com/world-oil-gasreview/pages/home.shtml>.
- _____ (2004), *Gli Idrocarburi: Origine Ricerca e Produzione*, Erredi Grafiche Editoriali, outubro.
- _____ (2002), *Glosario dell'Industria Petrolifera*, Grafiche Mariano, dezembro.
- Ernst & Young (2012), *Global Oil and Gas Reserves Study, 2012* dezembro [on-line] [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global_oil_and_gas_reserves_study/\\$FILE/Global_oil_and_gas_reserves_study.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global_oil_and_gas_reserves_study/$FILE/Global_oil_and_gas_reserves_study.pdf).

- _____ (2011), *Global E&P Benchmark Study*, novembro.
- _____ (2010), *Global E&P Benchmark Study*, outubro.
- FMI (Fundo Monetário 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)”, janeiro.
- Fundación Milenio (2012), *Informe de Milenio sobre la Economía. Gestión 2011*, La Paz.
- Gallun, Rebecca (2001), *Fundamentals of Oil and Gas Accounting*, Editorial PennWell.
- Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs e Joseph E. Stiglitz (eds.) (2007), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, maio.
- IDEA (Instituto Internacional de Democracia e Assistência Eleitoral) (2008), *Memoria del seminario internacional Gestión de los hidrocarbonetos: experiencias de otros países productores*, La Paz.
- IHS CERA (2013), “IHS CERA: Capital Costs” [on-line] <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 do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), abril.
- Johnston, Daniel (1994), *International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts*, PennWell.
- Khelil, Chakib (1995), “Fiscal systems for oil”, *Note*, N° 46, Banco Mundial, maio.
- Latin America Monitor* (2012a), “Mexico: exports outpacing the competition”, vol. 29, janeiro.
- _____ (2012b), “Brazil: the macro case for Brazil over Mexico”, vol. 29, janeiro.
- Medinaceli, Mauricio (2010), *Contratos de exploración y explotación de hidrocarbonetos: América Latina 2010*, Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), junho.
- _____ (2007), *La nacionalización del nuevo milenio: cuando el precio fue un aliado*, La Paz, Fundemos.
- Mountinho dos Santos, Edmilson (2008), “La industria del petróleo brasileña. Marco regulatorio”, IDEA Internacional.
- PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) (2013) [on-line] <http://www.pdvsa.com>.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos) (2013) [on-line] http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx#UkRbGn_MW8.
- Petroamazonas (2013) [on-line] <http://www.petroamazonas.ec/es/>.
- Petrobras (2013) [on-line] <http://www.petrobras.com/en/home.htm>.
- _____ (2012), “Pré-sal: panorama e oportunidades”, setembro [on-line] <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-rio-oil-and-gas-pre-sal-carlos-tadeu-fraga.htm>.
- Plataforma Energética (2012), “Argentina: las petroleras invierten o se van del país”, fevereiro [on-line] <http://plataformaenergetica.org/content/3218>.
- Rousseau, Isabelle (2008), “La industria mexicana del petróleo: PEMEX y los principios de buen gobierno”, IDEA Internacional.
- SPE (Society of Petroleum Engineers) (2009), “Petroleum Resources Management System”.
- Standard & Poor’s (2011), “Big spenders: Latin America’s national oil companies, Petrobras and PEMEX”, *Standard & Poor’s CreditWeek*, 14 de dezembro.
- Trinidad e Tobago, Governo de (2012), *Review of the Economy 2012. Stimulating Growth, Generating Prosperity*.
- UNCTAD (Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento) (2013), Base de dados [on-line] http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en.
- YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) (2013) [on-line] <http://www.ypf.com/Paginas/Home.aspx#>.
- YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) (2013) [on-line] <http://www.ypfb.gob.bo>.

Capítulo III

POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O DESENVOLVIMENTO DOS SETORES HIDRELÉTRICO E DE SERVIÇOS DE ÁGUA POTÁVEL E SANEAMENTO NOS PAÍSES DA CELAC

A. INTRODUÇÃO

Os países da Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC) ocupam somente 15% do território mundial, mas recebem quase 30% do total de chuvas e geram 33% do escoamento. Considerando que esta região abriga 570 milhões de pessoas, o que equivale a menos de 12% da população do planeta, a dotação de água *per capita* nos países da CELAC, cerca de 28.000 metros cúbicos anuais por habitante, supera em muito a média mundial.

Embora esta região seja uma das que têm maior abundância de água, sua distribuição é muito desigual e os recursos hídricos estão sujeitos a múltiplas pressões, como a crescente poluição hídrica, a degradação das bacias de captação e o uso insustentável e esgotamento dos aquíferos, como resultado do crescimento demográfico, desenvolvimento socioeconômico e interferência crescente da sociedade no ciclo hidrológico.

Cabe acrescentar que cerca de 71% da vazão superficial desta região corresponde a bacias compartilhadas, que abrangem 55% de sua superfície. Na América do Sul as bacias transfronteiriças alcançam 75% da vazão, enquanto no México e América Central representam 24%. Com relação a estas bacias, os países da CELAC mantêm e fortaleceram uma prolongada tradição de cooperação no campo dos recursos hídricos transfronteiriços, que se concretizou sobretudo no desenvolvimento de vários projetos hidrelétricos de grande envergadura.

Por outro lado, a distribuição das precipitações no território dos países da CELAC é muito heterogênea, de modo que, junto a zonas muito áridas (como a Baixa Califórnia no México ou Atacama no Chile), coexistem regiões com grande abundância de recursos hídricos. A distribuição estacional e a variação anual das precipitações são também irregulares, de modo que em algumas zonas existe excesso de água em determinadas estações e seca em outras.

Apesar da relativa abundância de água na região, em muitos países a gestão desse recurso é inadequada. Esta situação foi analisada no Quarto Relatório do Programa Mundial de Avaliação dos Recursos Hídricos (2012) das Nações Unidas, no qual se conclui que na gestão da água da região persiste a incapacidade para estabelecer instituições capazes de gerir o recurso em condições de crescente escassez, incerteza e conflito (WWAP, 2012).

Existe consenso no âmbito mundial quanto ao fato de que a gestão da água deve ser feita de forma a considerar os interesses, as inter-relações e os impactos de todos os usos e usuários no processo de tomada de decisões, o que se conhece como a gestão integrada dos recursos hídricos (Solanes e Jouravlev, 2005).

Para o desenvolvimento setorial nas próximas décadas, será preciso considerar as novas realidades surgidas por causa da crescente competição pelo uso múltiplo da água e os desafios impostos pela mudança climática. Assim, devem surgir novos desafios e temas, como a eficiência hídrica e energética nos aproveitamentos setoriais, o manejo de novas fontes de água (dessalinização da água do mar), a proteção de bacias de captação —o que em muitos casos está associado a pagamentos por serviços ambientais— e uma maior integração e coordenação dos atores envolvidos na gestão dos recursos hídricos.

Neste contexto, é de especial relevância o desafio derivado da mudança climática que os países da CELAC enfrentam: “As projeções climáticas mostram um persistente aumento de eventos climáticos

extremos. [...] Com relação às ondas de calor, projeta-se um aumento significativo em toda a América Latina e o Caribe, com maior ênfase no Caribe e no sudeste da América do Sul e da América Central” (CEPAL, 2010). Os países mais pobres da América Central, do Caribe e dos Andes, cuja capacidade de gestão da água é relativamente deficiente, enfrentam maior risco de impactos desfavoráveis associados à mudança climática (WWAP, 2012).

As previsões que sinalizam um retrocesso das geleiras e para a diminuição dos recursos hídricos disponíveis são motivo de grande preocupação, especialmente para os países andinos, já que a Cordilheira dos Andes abriga 90% das geleiras do mundo, as quais produzem 10% da água doce do planeta. A maioria dos cursos dos ecossistemas andinos e geleiras escorre para a extensa Amazônia. Naturalmente, a alteração das vazões teria grandes repercussões em alguns países da CELAC, tanto no acesso às fontes de água, na produção de hidreletricidade e na agricultura, como na conservação dos ecossistemas conexos. Cabe notar que, ante a possível bonança que algumas bacias glaciais experimentaríamos nos próximos anos por efeito do degelo e escassez iminente de água em épocas secas ou de estiagem depois de chegar ao ponto máximo, é preciso sem mais demora adotar ações planejadas. Por exemplo, nas últimas três décadas nos Andes peruanos a área total ocupada por geleiras se reduziu em 22% e a área de geleiras menores em até 80%, diminuindo em 12% a disponibilidade de água doce na zona costeira, onde se encontra 60% da população peruana (Comunidade Andina, 2008).

As modificações nos padrões do clima são um aspecto especialmente sensível, dada a estrutura exportadora da maioria dos países da região, que precisam da água para alimentar seus processos produtivos. Uma consequência inevitável nesse contexto é que os países da CELAC deveriam adotar urgentemente estratégias de gestão dos recursos hídricos e de desenvolvimento econômico que reconheçam de forma explícita a gravidade da crescente escassez relativa da água, propendendo a um enfoque integrado e uma gestão hídrica fortalecida, com a participação de todos os atores interessados e suficiente capacidade institucional para prever e resolver os conflitos emergentes neste âmbito.

A hidreletricidade começou a adquirir preponderância nas agendas públicas dos países da CELAC, ante a alta disponibilidade deste recurso com potencial hidrelétrico (técnica e economicamente aproveitável) e o futuro cenário de volatilidade do preço dos hidrocarbonetos, devendo-se acrescentar que a região só desenvolveu cerca de 30% de sua capacidade hidrelétrica (BID, 2013). A capacidade instalada de geração hidrelétrica na região é de 156.852 megawatts (MW), enquanto a geração potencial alcança 694 gigawatts (GW). Grande parte dela concentra-se no Brasil, embora a Colômbia, o Peru e a República Bolivariana da Venezuela também tenham —ainda que num nível mais modesto— um considerável potencial hidrelétrico. Por outro lado, os países do Caribe apresentam opções hidrelétricas muito mais limitadas em comparação com o resto da CELAC.

A deficiência e insuficiência institucional —com referência a marcos jurídicos, organismos encarregados de sua aplicação e sistemas de governança— impede canalizar e coordenar as necessidades econômicas, sociais e ambientais de diferentes usuários e partes interessadas, o que gera instabilidade a respeito dos usos da água com fins de geração hidrelétrica. Esta circunstância é agravada por leis que não levam em conta a crescente competição pelos recursos hídricos, sobretudo em bacias com muitas intervenções e desenvolvimento econômico concentrado, o que deu lugar, por exemplo, ao aumento de conflitos socioambientais relacionados com grandes projetos hidrelétricos e de mineração.

De igual maneira, com as crescentes demandas dos cidadãos sobre o direito à água e ao saneamento, surgiram exigências que devem ser resolvidas com urgência nos países da região. Os maiores desafios referem-se à qualidade e cobertura dos serviços de água potável e saneamento, bem como ao tratamento das águas residuais. A este respeito, os países da CELAC experimentaram diversas opções institucionais para tentar resolver a prestação destes serviços de forma eficiente, equitativa e sustentável.

A próxima seção do documento examina a situação da geração de hidreletricidade e da prestação dos serviços de água potável e saneamento e propõe medidas concretas para enfrentar os desafios pendentes.

Boxe III.1

ADAPTAÇÃO À MUDANÇA CLIMÁTICA: O PAPEL CENTRAL DA ÁGUA

Com os efeitos da mudança climática se aprofundarão os riscos e incertezas vinculados à água. Em algumas zonas é possível que haja um excesso de água em comparação com épocas passadas. Em outras pode ocorrer o contrário, de modo que se registrem processos de aguda escassez. Assim, cabe esperar aumentos da variabilidade espacial e temporal da precipitação e mudanças no padrão de escoamento. Neste contexto parece conveniente examinar alguns aspectos fundamentais das instituições de recursos hídricos a fim de determinar possíveis opções para sua adaptação a uma mudança de circunstâncias. Adiante enumeram-se alguns dos elementos que talvez convenha analisar com mais atenção.

- Melhorar a informação sobre disponibilidade de água, seus usos e usuários, bem como sobre os impactos esperados da mudança climática, tanto no ciclo hidrológico como em aproveitamentos e usuários.
- Melhorar a informação e sua disponibilidade pública acerca dos impactos do regime econômico geral sobre os diferentes usos e usuários da água, bem como sobre a eficiência, sustentabilidade e equidade.
- Definir claramente os canais em que esta informação será incorporada em processos decisórios de gestão da água. Por exemplo, pode ser conveniente reconsiderar como devem ser avaliados os recursos hídricos no longo prazo do ponto de vista do planejamento hidrológico.
- Dado que o registro hidrológico do futuro não será igual ao do passado, é necessário revisar critérios de desenho, execução e operação de obras que tenham várias décadas de vida útil. São necessários estudos sobre a sensibilidade dos sistemas hídricos a possíveis variações das condições climáticas do futuro.
- Elaborar critérios claros para determinar o alcance dos direitos de água em situações de escassez e melhorar as possibilidades de seu condicionamento em favor de objetivos de sustentabilidade e resiliência.
- Definir com maior precisão preferências e prioridades de uso, especialmente em situações de escassez.
- Melhorar a identificação de usos consumptivos.
- Obter uma melhor integração entre a gestão da água superficial e da água subterrânea, entre a distribuição da água e o controle de sua poluição, entre a gestão da demanda de água e a gestão de sua oferta e entre o manejo da água, o ordenamento territorial e a gestão de ecossistemas conexos, em especial as bacias de captação.
- Melhorar os sistemas de prevenção e resposta aos efeitos de uma maior variabilidade, com ênfase na gestão do risco.
- Planejar a adoção de medidas de adaptação de forma gradual e sequenciada, estabelecendo claramente os umbrais a partir dos quais serão ativadas essas medidas, bem como os poderes das autoridades públicas e os direitos dos particulares a respeito.
- Criar, preferivelmente no âmbito das bacias, fóruns de usuários, autoridades públicas e outras partes interessadas, com fins de consulta, coordenação e, eventualmente, tomada de decisões.
- Facilitar mecanismos de redistribuição da água em setores de usuários e entre esses setores com controles e compensações de externalidades adequados.
- Determinar margens mínimas de segurança para manter em operação os serviços públicos essenciais.
- Estabelecer medidas de adaptação com países vizinhos que compartilham recursos transfronteiriços e determinar critérios a respeito.

Finalmente, o mais importante é “arrumar a casa” antes que venha a tempestade, o que significa consolidar, formalizar e fortalecer o sistema institucional de gestão dos recursos hídricos para que se ajuste à natureza dos desafios atuais e futuros e dotá-lo de poderes e recursos de acordo com a sua responsabilidade.

Fonte: Andrei Jouravlev e Miguel Solanes, “Editorial”, *Carta Circular*, N° 35, Rede de Cooperação na Gestão Integral de Recursos Hídricos para o Desenvolvimento Sustentável na América Latina e no Caribe, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), 2011.

B. DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA HIDRELETRICIDADE

1. Panorama atual da geração hidrelétrica nos países da CELAC

Em seu conjunto, os países da CELAC têm a grande oportunidade de integrar energias renováveis a suas matrizes energéticas, que possuem evidentes vantagens sobre as provenientes de outras fontes. Entre essas vantagens destacam-se a relativa disponibilidade de recursos, a facilidade de seu aproveitamento e o fato de continuarem sendo encontrados na natureza com o passar do tempo. Neste contexto, como se disse anteriormente, a energia hidráulica começou a adquirir preponderância nas agendas públicas dos países da CELAC.

Seguindo uma tendência mundial, os países da região experimentaram um aumento da demanda de energia. Durante as últimas duas décadas, o consumo total de eletricidade passou de 489 terawatts-hora (TWh) em 1990 para 1.073 TWh em 2010, com uma taxa média de crescimento anual de 4% (OLADE, 2012).

No que diz respeito à produção de energia primária, os hidrocarbonetos continuam tendo uma destacada presença nos países da CELAC. Entre 1970 e 2012, sua participação diminuiu levemente (4%), ao mesmo tempo em que sua composição variou de forma sensível. Com efeito, se na década de 1970 o petróleo representava 65% da oferta de energia primária, em 2012 essa participação se havia reduzido a quase 53%. Entretanto, neste lapso de tempo a participação do gás natural aumentou de 15% para 24%. Por outro lado, a proporção de carvão mineral na oferta de energia primária foi aumentando, de modo que passou de pouco mais de 1% em 1970 para quase 6% em 2010, apesar da redução registrada em 2012 (CEPAL/IILA, 2010). A participação da energia hidrelétrica subiu de 3% em 1970 para 7% em 2012 (veja o quadro III.1 e o gráfico III.1).

Quadro III.1

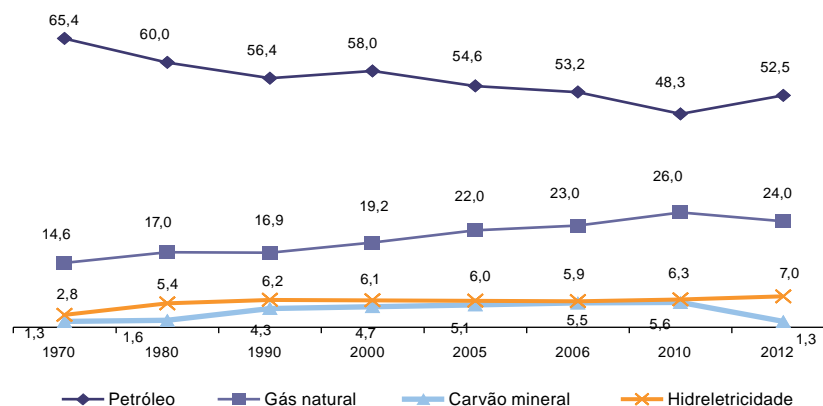
**COMUNIDADE DE ESTADOS LATINO-AMERICANOS E CARIBENHOS (CELAC):
PARTICIPAÇÃO DAS ENERGIAS FÓSSEIS E HIDRELETRICIDADE NA
OFERTA TOTAL DE ENERGIA PRIMÁRIA, 1970-2012**
(Em porcentagens)

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

Fonte: Elaboração própria com base em Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe/Instituto Ítalo-Latino Americano (CEPAL/IILA), “America Latina e Caraibi: la sfida dell’energia”, Hugo Altomonte e outros, Roma, 2010, e Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE), 2012 [on-line] <http://siec.olade.org/SIEE>.

Considerando as principais fontes de produção de energia existentes na região, constata-se que nos países da CELAC a geração hidráulica e a térmica concentram a maior capacidade instalada, totalizando 97%, enquanto a geotermia é a fonte que exhibe a menor capacidade instalada. Entre as fontes geradoras, a nuclear só está presente na Argentina, no Brasil e no México.

Gráfico III.1
**COMUNIDADE DE ESTADOS LATINO-AMERICANOS E CARIBENHOS (CELAC):
 PARTICIPAÇÃO DOS HIDROCARBONETOS E HIDRELETRICIDADE NA
 OFERTA TOTAL DE ENERGIA PRIMÁRIA, 1970-2012**
(Em porcentagens)



Fonte: Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE), balanço energético, 2013.

Como mostra o quadro III.2, no âmbito regional o Brasil destaca-se amplamente quanto à capacidade de geração de eletricidade, com 37%, enquanto os países da América Central exibem a menor capacidade de geração, com 4% de participação.

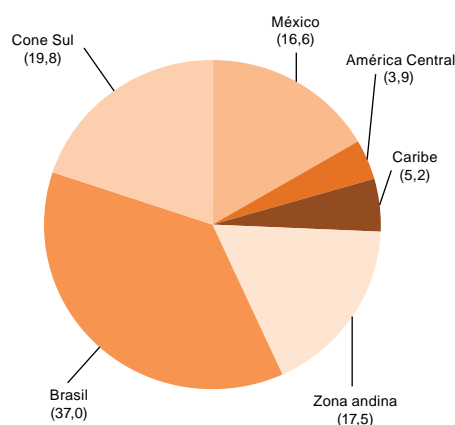
Quadro III.2
**COMUNIDADE DE ESTADOS LATINO-AMERICANOS E CARIBENHOS (CELAC): CAPACIDADE
 INSTALADA PARA A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE, 2011**
(Em megawatts)

País ou sub-região	Hidráulica	Térmica	Geotérmica	Nuclear	Outras	Total
México	11 542	38 631	887	1 365	87	52 512
América Central	5 086	6 305	552	0	517	12 460
Caribe	859	15 449	0	0	87	16 395
Zona Andina	30 521	23 716	0	0	1 143	55 381
Brasil	82 458	31 243	0	2 007	1 426	117 134
Cone Sul	26 385	34 420	0	1 018	1 042	62 865
Total da CELAC	156 852	149 764	1 438	4 390	4 302	316 745

Fonte: Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE), 2012 [on-line] <http://siee.olade.org/SIEE>.

O gráfico III.2 mostra a capacidade instalada para a geração elétrica na região. Cabe considerar que o Brasil é também o país que conta com a maior capacidade instalada de geração elétrica por meios hidráulicos (53%), de energia nuclear (46%) e de outras energias (33%). Por sua vez, o México é o país com maior capacidade térmica instalada para a geração elétrica (26%).

Gráfico III.2
**COMUNIDADE DE ESTADOS LATINO-AMERICANOS E CARIBENHOS (CELAC):
 CAPACIDADE INSTALADA PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE, 2011**
(Em porcentagens)



Fonte: Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE), 2012 [on-line] <http://siee.olade.org/SIEE> e Administração de Informação Energética (EIA), "International Energy Statistics" 2012 [on-line] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.

Na composição da capacidade instalada de geração elétrica dos países da CELAC, que totaliza 316.745 MW, a hidreletricidade representa cerca de 50%, enquanto as usinas termelétricas somam cerca de 47%. Por sua vez, a energia nuclear contribui com pouco mais de 1%, enquanto o 1% restante é classificado como energias renováveis não convencionais.

Considerando a participação das diversas fontes de geração de eletricidade, e dada a alta participação da energia hidráulica e do gás natural, constata-se que na CELAC este processo é mais limpo que no resto do mundo (veja o gráfico III.3).

Gráfico III.3
**COMUNIDADE DE ESTADOS LATINO-AMERICANOS E CARIBENHOS (CELAC) E MUNDO:
 GERAÇÃO ELÉTRICA, POR FONTE**
(Em porcentagens)

A. CELAC, 2011

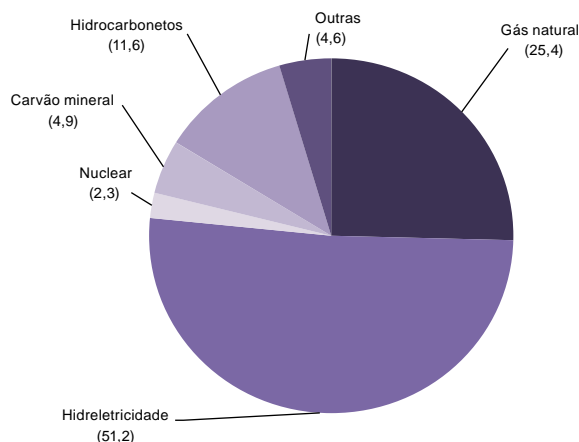
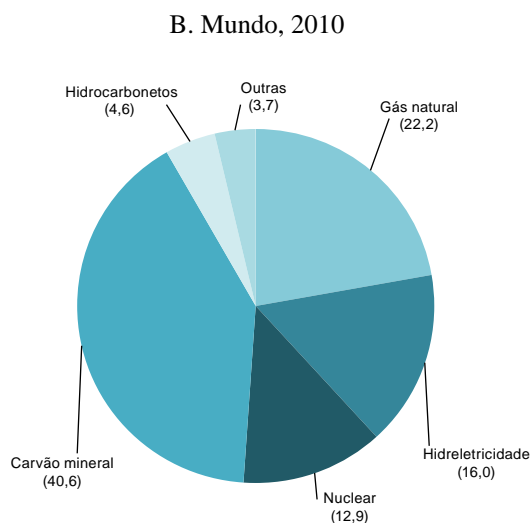


Gráfico III.3 (conclusão)



Fonte: Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE), 2012 [on-line] <http://siee.olade.org/SIEE> e Administração de Informação Energética (EIA), “International Energy Statistics” 2012 [on-line] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.

O quadro III.3 mostra que a Zona Andina e o Brasil concentram 76% do potencial hidrelétrico (38% na Zona Andina e 38% no Brasil), enquanto a América Central e o Caribe, em conjunto, não superam 6% do potencial, o Cone Sul tem 12% e o México 8%.

Quadro III.3
COMUNIDADE DE ESTADOS LATINO-AMERICANOS E CARIBENHOS (CELAC): POTENCIAL E CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA HIDRELÉTRICA, 2011
(Em gigawatts e porcentagens)

País ou sub-região	Potencial	Proporção	Capacidade instalada	Proporção
México	53	7,6	12	7,6
América Central	25	3,6	5,0	3,2
Caribe	13	1,9	1,0	0,6
Zona Andina	263	37,9	31	19,8
Brasil	260	37,5	83	52,9
Cone Sul	80	11,5	26	16,6
Total da CELAC	694	100,0	156,9	100,0

Fonte: Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE), 2012 [on-line] <http://siee.olade.org/SIEE>.

A CELAC aproveita 22% de seu potencial de geração hidrelétrica (veja o quadro III.3). No Cone Sul e no Brasil registram-se os maiores níveis de aproveitamento, com 33% e 32%, porcentagens superiores à média da região. O Caribe, além de possuir o menor potencial hidrelétrico na CELAC, é também a zona com menor proporção de utilização. Por sua vez, a Zona Andina, que tem o maior potencial da região, só aproveita 12%, o que evidencia uma brecha significativa. Por último, o México utiliza 22% de seu potencial hidrelétrico, o que se aproxima da média da CELAC.

Considerando o potencial de recursos hídricos existente nos países da CELAC, especialmente na Zona Andina e no Brasil, um melhor aproveitamento pode constituir um sólido suporte do desenvolvimento econômico da região, ao oferecer uma opção que cumpriria os requisitos cada vez mais estritos quanto aos impactos —sociais e ambientais— que a sociedade tolera. O quadro III.2 apresenta alguns projetos relevantes de geração hidrelétrica em vários países da CELAC.

Boxe III.2

PROJETOS HIDRELÉTRICOS RELEVANTES NOS PAÍSES DA CELAC

O Brasil, com projetos hidrelétricos que em 2020 permitiriam gerar 26.638 megawatts (MW), avança com passos firmes. Entre outros empreendimentos, figura a construção da central de Belo Monte, com uma capacidade instalada superior a 11.000 MW, situada no rio Xingu, afluente do Amazonas, convertendo-se na terceira maior central hidrelétrica do mundo. Outras centrais de grande escala são os dois projetos no rio Madeira: Santo Antônio, com 3.150 MW, e Jirau, com 3.300 MW.

O Peru, por sua vez, anunciou seus planos para gerar mais de 2.000 MW em hidroeletricidade. Além disso, um acordo energético com o Brasil de junho de 2010 estabelece que diversas empresas brasileiras construiriam até 15 represas e as administrariam durante 30 anos (80% da geração corresponderia ao Brasil). O projeto pretende usar as águas do rio Marañón para gerar 12.400 MW de energia elétrica, constituindo uma “verdadeira revolução energética” que sustentaria o crescimento do país até 2050. Atualmente, o acordo está sendo revisado pelos congressos de ambos os países para sua ratificação.

A Colômbia, com projetos hidrelétricos que em 2020 permitiriam gerar quase 5.200 MW, também planeja aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética. Atualmente está sendo construída a hidrelétrica El Quimbo, no departamento do Huila, com 400 MW de potência. Foram anunciados outros projetos de envergadura: o de Sogamoso, que fornecerá 820 MW ao sistema, e o de Pescadero-Ituango, de 2.400 MW.

A Argentina prevê para 2020 investimentos em projetos hidrelétricos que gerariam mais de 2.600 MW. Neste contexto cabe mencionar a ampliação da central de Yacyretá —que compartilha com o Paraguai—, a qual passou de uma capacidade de geração de 1.350 MW em 2004 a 2.250 MW em 2010, aumentando 67%. Por outro lado, avança a construção do complexo hidrelétrico La Barrancosa-Cóndor Cliff, na Patagônia argentina, com uma potência elétrica de mais de 1.700 MW.

O Equador trabalha em projetos para a geração de mais de 2.540 MW, incluindo a construção de oito centrais hidrelétricas, entre as quais se destacam as de Coca Codo Sinclair (1.500 MW), Sopladora (312 MW) e Toachi Pilatón (253 MW), cujas obras já estão em execução. A isto se somam outros cinco projetos, que serão construídos nos próximos anos: Minas San Francisco (276 MW), Delsitanisagua (115 MW), Quijos (50 MW), Mazar Dudas (21 MW) e Villonaco (15 MW). Desta forma, pretende-se duplicar a atual produção de eletricidade até 2016. Uma vez em funcionamento as oito centrais, estima-se que 93% da matriz energética seriam de origem hidrelétrica.

A Costa Rica está tomando a dianteira na América Central, com os projetos hidrelétricos Reventazón, de 305 MW, e El Diquis, de 650 MW.

O México modificou a Lei para o Aproveitamento de Energias Renováveis e o Financiamento da Transição Energética com o objetivo de incluir os projetos hidrelétricos na categoria de renováveis quando cumprirem certos critérios. Neste contexto, as usinas hidrelétricas com capacidade para gerar até 30 MW serão classificadas como fonte renovável quando cumprirem os níveis de densidade de geração, que são os aplicados pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática para determinar se uma usina reúne os requisitos que definem o mecanismo para um desenvolvimento limpo.

Fonte: Elaboração própria.

Uma característica destacada do desenvolvimento hidrelétrico dos últimos anos é a preponderância das centrais a fio d’água, de pequena escala, e a ênfase na construção de represas com menor capacidade de armazenamento cujo único propósito é a geração elétrica (diferentemente de outras épocas, em que predominava um enfoque de usos múltiplos). Em comparação com o período 1976-2000, entre 2001 e 2011 construiu-se um maior número de represas (50% mais por ano), ainda que com uma capacidade individual de armazenamento equivalente a menos de um terço do registrado anteriormente (ICOLD, 2013). O Brasil concentra 92% das novas represas e 84% da capacidade de armazenamento. Nesse país, o desenvolvimento hidrelétrico foi acompanhado de significativos avanços tecnológicos e uma consideração cada vez maior dos aspectos ambientais e sociais.

2. Sustentabilidade da energia hidráulica

Da mesma forma que o resto do mundo, os países da CELAC, estão num processo de busca de alternativas energéticas que sejam seguras e mais econômicas, além de social e ambientalmente sustentáveis. Sem dúvida, a entrada em cena de fenômenos desconhecidos há algumas décadas, como a mudança climática, obrigou a examinar detalhadamente os benefícios e custos das diversas fontes energéticas.

As grandes obras hidrelétricas já construídas encontram na América do Sul sua maior expressão nas centrais hidrelétricas de Itaipu (aproveitamento conjunto do Brasil e do Paraguai) e Yacyretá (central binacional da Argentina e do Paraguai). De menor envergadura é a central de Salto Grande (aproveitamento binacional da Argentina e do Uruguai).

Geralmente, afirma-se que os represamentos hidrelétricos regulam o fluxo dos rios de modo que os tornam mais permanentes a jusante, garantem uma adequada oferta de água em períodos secos, controlam as cheias e permitem a agricultura de terras férteis, a navegação e os esportes náuticos, além de gerar eletricidade (Mekonnen e Hoekstra, 2012).

Não obstante, a experiência regional da última década mostra que a construção de infraestrutura destinada à geração hidrelétrica está sendo objeto de intensas controvérsias por parte de atores sociais direta ou indiretamente afetados, o que afetou a materialização de obras dadas como certas. Esta circunstância ocorreu em numerosos projetos de energia que, embora suponham benefícios para uma parte importante de um país, implicam custos econômicos, ambientais e sociais para as comunidades locais. A multiplicação de conflitos sociais e o surgimento de um discurso adverso à construção de represas hidrelétricas começaram a permear o predominante consenso sobre os benefícios das obras de geração hidrelétrica.

A migração forçada de comunidades (em muitos casos pertencentes a povos originários), a inundação de áreas naturais que contam com flora e fauna endêmicas (frequentemente pertencentes a alguma categoria especial de conservação), a geração de gases do efeito estufa, atribuíveis à decomposição da biomassa sepultada pelos represamentos, e a interrupção dos fluxos de água no período de construção da represa, entre outros efeitos, originaram conflitos sociais que em muitas ocasiões atrasaram significativamente o plano de obras e em outras detiveram o desenvolvimento das iniciativas de investimento em infraestrutura para a geração hidrelétrica.

A isso acrescenta-se que muitos países da CELAC ratificaram o Convênio 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT) sobre povos indígenas e tribais em países independentes, em virtude do qual é obrigação do Estado consultar os povos interessados a respeito das medidas legislativas ou administrativas que os afetam diretamente. Entre essas medidas encontra-se a concessão de recursos naturais para sua exploração, como a construção de uma central hidrelétrica.

Em contraste, promoveu-se significativamente a geração hidrelétrica a fio d'água ou de pequena escala, ao se considerar uma fonte de energia cujo impacto social, econômico e cultural é muito menor que o das grandes represas. A principal vantagem deste sistema é um menor desvio do fluxo natural da água, evitando a inundação de grandes áreas e a perda de terrenos. Além disso, afirma-se que esta modalidade de geração respeita mais o meio ambiente, o que a transformaria numa fonte “verde” ou de baixo impacto. Ao mesmo tempo, deve-se ter presente que a capacidade instalada deste tipo de projetos é normalmente muito inferior à das grandes centrais.

Não obstante, a geração hidrelétrica a fio d'água também tem impactos. Por exemplo, implica obras de construção (para o que muitas vezes é necessário o desvio transitório das águas), limpeza de terrenos e instalação de rede elétrica —a fim de injetar a energia produzida—, o que pode afetar os ecossistemas, o movimento de sedimentos e os padrões de inundações (UICN, 2012). Da mesma forma que as grandes

represas, a geração hidrelétrica a fio d'água pode ter repercussões sociais relacionadas com a distribuição das águas represadas, entre outros usos. Assim, as bacias onde se desenvolvem múltiplas atividades —agrícolas, industriais, culturais, energéticas, pesqueiras, turísticas e de consumo humano— tendem a gerar tensões, seja pela distribuição da água ou pela propriedade e uso da terra.

Neste contexto, a sustentabilidade da água como recurso natural fica seriamente comprometida por três fatores: em primeiro lugar, a falta de instituições que se encarreguem dos problemas de distribuição da água, controle da poluição hídrica, manejo de conflitos por seu uso, financiamento e influência dos ciclos políticos e macroeconômicos, que em certas conjunturas podem incidir em processos de exploração excessiva do recurso; em segundo lugar, os efeitos da mudança climática, que em algumas bacias dos países da CELAC suporiam importantes limitações ou variações de disponibilidade do recurso; por último, a ausência de um manejo integral das bacias que captam água e das geleiras que escorrem pelas encostas.

Se não forem resolvidos os problemas institucionais, não se implementarem medidas de adaptação para os sistemas de gestão do recurso ante a mudança climática nem se protegerem os ecossistemas, a água como recurso pode se converter num foco de conflito econômico, político e social. Portanto, para que o desenvolvimento da geração hidrelétrica seja sustentável, esses problemas devem ser abordados apropriadamente.

Os conflitos políticos e sociais em torno das grandes obras hidrelétricas constituem um sintoma da complexidade do debate acerca deste tipo de projetos. As discussões se concentram em como satisfazer a maior demanda energética, resguardando as condições ambientais dos ecossistemas em que se preveem instalações, de modo que os impactos sociais e ambientais gerados sejam aceitáveis para a sociedade, especialmente para as comunidades diretamente afetadas.

Estes conflitos não são uma característica específica dos países da CELAC, mas refletem um fenômeno global. Cada vez mais considera-se que os efeitos negativos das represas são injustificáveis (WCD, 2000). Em geral, a sociedade está cada vez mais convencida de que as autoridades não devem tomar decisões sobre as grandes obras hidráulicas e impô-las à comunidade. Essa mudança de percepção implica maiores exigências nas metodologias para avaliar opções, gerir as obras, obter a aceitação pública e compartilhar os benefícios.

Outro problema associado às grandes represas tem a ver com sua escassa contribuição, uma vez terminadas as obras, às comunidades locais onde se situam. Geralmente, estas obras se localizam a uma considerável distância dos centros de demanda, motivo pelo qual a energia produzida com recursos locais é transferida a esses centros e a maior parte dos rendimentos é destinada ao fisco ou aos dividendos dos acionistas. A crítica não se opõe ao uso da água, mas à distribuição da renda obtida com a geração de energia. Esta é uma reclamação legítima que deve ser resolvida politicamente pelas autoridades de cada país. Neste sentido, os pagamentos por serviços ambientais e transferências do setor elétrico podem constituir uma modalidade de compensação para as comunidades próximas às centrais. Na CELAC vários países (entre os quais Brasil, Colômbia, Costa Rica e México) avançaram neste processo.

Outro desafio para a geração hidrelétrica é sua competição pela água com outros usuários da bacia. Talvez a complicação mais habitual surja com aqueles que dependem do armazenamento em represas para distribuir o fluxo anual com o passar do tempo. Por exemplo, em muitos lugares a geração de hidreletricidade compete com outros usos da água porque os fluxos são manipulados para satisfazer a demanda energética, que costuma estar defasada em relação às necessidades estacionais para outros usos, em especial a irrigação.

Muitas vezes estes conflitos estão relacionados com a deficiência dos marcos regulatórios para a gestão dos recursos hídricos. Os problemas mais comuns são a insuficiente transparência dos sistemas de distribuição das águas, a limitada proteção dos direitos existentes, a deficiência dos mecanismos de prestação de contas e uma escassa governabilidade. O resultado pode ser uma vantagem estratégica da geração hidrelétrica devido

a seu alto poder de investimento e posição de negociação frente a outros usos. Para evitar estes conflitos, a geração hidrelétrica deve inserir-se num espaço não só de política energética, mas também de gestão integrada dos recursos hídricos e da política ambiental dos países.

O quadro III.3 descreve alguns conflitos socioambientais relevantes em países da CELAC que estão relacionados com o desenvolvimento de obras de infraestrutura hidrelétrica.

Boxe III.3

CONFLITOS SOCIAIS E AMBIENTAIS RELACIONADOS COM O DESENVOLVIMENTO DE INFRAESTRUTURA HIDRELÉTRICA

No Peru, a construção da central Inambari, com uma potência projetada de 2.200 megawatts (MW), foi adiada até que se resolvam os problemas derivados da inundação de 41.000 hectares de florestas e o deslocamento de 15 povoados. Do mesmo modo, o projeto Paquitzapango, com uma potência de geração prevista de 2.000 MW, está pendente de aprovação pela Comissão de Relações Exteriores do Congresso, devido à controvérsia pelo impacto que teria em mais de 10.000 pessoas (inclusive 10 comunidades indígenas asháninka) e o Parque Nacional Otishi. Finalmente, Odebrecht, companhia concessionária da central Tambo 40, de 1.280 MW, abandonou o projeto devido às pressões da Central Asháninka do Rio Ene, uma organização indígena que representa as comunidades asháninkas.

Na Colômbia, a construção da central El Quimbo enfrentou diversas ações de uma comunidade que se organizou para deter o projeto, devido ao impacto que teria sobre mais de 8.500 hectares, entre floresta seca tropical e terras férteis e produtivas, além do deslocamento de pelo menos 427 famílias. Em situação semelhante encontra-se a central Ituango, com uma potência prevista de 2.400 MW, cuja construção avançou 15%, apesar dos impactos ambientais denunciados pela população, que afetariam os 3.800 hectares que formarão a represa de acumulação.

O Brasil, apesar de seu desenvolvimento hidrelétrico, não fica fora do alcance de grupos que de maneira organizada se opõem ao desenvolvimento de obras hidrelétricas. Estima-se que aproximadamente 60% dos projetos de geração e transmissão que deviam ser executados durante o exercício 2011-2012 sofreram atraso por problemas de tipo ambiental ou de conflitos com terceiros, inclusive algumas comunidades. Caso emblemático é a central de Belo Monte, que, com uma potência de 11.230 MW, exigiria a inundação de uma superfície de 500 km² e o deslocamento de cerca de 16.000 pessoas, em sua maioria indígenas que vivem da pesca e caça. Embora a represa esteja em construção —prevê-se que entre em funcionamento em 2015—, o descontentamento da população indígena está aumentando.

No Chile, durante 2012, após uma apresentação da Corporación Nacional Forestal (CONAF) contra a Dirección General de Aguas (DGA), por ter outorgado direitos de aproveitamento nos rios dos parques nacionais de Chiloé e Puyehue, a Corte Suprema de Justiça, validando a Convenção para a Proteção da Flora, da Fauna e das Belezas Cênicas Naturais da América (1940), proibiu o uso dessas águas com fins hidrelétricos. A relevância da sentença está relacionada com o fato de que, para o projeto Hidroaysén, é preciso inundar áreas compreendidas no Parque Nacional Laguna San Rafael, no Parque Nacional Bernardo O'Higgins e na Reserva Florestal Lago Cochrane.

No México, desde dezembro de 2012 os habitantes do município de Olintla se manifestaram em diversas ocasiões contra o projeto hidrelétrico do Grupo México, que ainda não obteve as licenças necessárias pelas implicações ambientais que poderia ter e por seu efeito nas comunidades indígenas.

No Estado Plurinacional da Bolívia terminou a fase de planejamento do projeto El Bala, que entraria em funcionamento em 2022. Contudo, deverá superar a oposição dos habitantes da zona, considerando que seria necessário o reassentamento de 1.000 pessoas, em sua grande maioria pertencentes a culturas amazônicas tradicionais: chimanes, tacanas e mosetenes. Estima-se que se formaria um açude entre 1.200 e 2.505 km².

Fonte: Elaboração própria.

C. SITUAÇÃO ATUAL DOS SERVIÇOS DE ÁGUA POTÁVEL E SANEAMENTO

Segundo os dados mais recentes do Programa Conjunto de Monitoramento do Abastecimento de Água e do Saneamento da OMS/UNICEF, nos países da CELAC 94% da população —cerca de 536 milhões de pessoas— têm acesso a fontes melhoradas de água. Destacam-se países como Barbados e Uruguai, com 100%

de cobertura, Argentina e Belize, com 99%, e Antígua e Barbuda e Chile, com 98% (JMP, 2013). No outro extremo, com uma cobertura inferior a 90%, encontram-se o Estado Plurinacional da Bolívia, Honduras, Nicarágua, Peru, República Dominicana e, bem distante, o Haiti, com apenas 64%.

Quanto ao saneamento, 82% da população da região —cerca de 467 milhões de pessoas— dispõem de sistemas melhorados; neste âmbito destacam-se Chile, Porto Rico e Uruguai, com uma cobertura superior a 99%, enquanto o Estado Plurinacional da Bolívia e Haiti apresentam os piores indicadores, com 26% e 46%, respectivamente. Dos 18% da população que não contam com instalações de saneamento melhoradas, 4% —quase 22 milhões de pessoas— não têm sequer acesso a instalações de saneamento básico.

Cabe notar que os níveis de cobertura dos serviços de água potável e saneamento devem ser avaliados considerando a qualidade sanitária da água e a continuidade dos serviços, que são deficientes. Com efeito, os dados de acesso não levam em conta a qualidade do serviço em termos de potabilidade, intermitência, pressão e soluções tecnológicas utilizadas, aspectos em que se observam significativas diferenças entre os países da região e entre as áreas rurais e urbanas. Além disso, o tratamento das águas residuais é deficitário, já que não chega a 30%, embora se tenha observado uma rápida expansão na última década.

Assim, ao considerar o critério de acesso seguro e adequado aos serviços de água potável e saneamento, a situação é menos positiva: a cobertura real poderia ser entre 15% e 20% menor que a de acesso melhorado à água potável registrada atualmente, e entre 20% e 40% inferior à cobertura de saneamento (McGranahan e Lloyd Owen, 2006).

A realidade dos países da CELAC é que a qualidade dos serviços, inclusive em áreas importantes das principais cidades, nem sempre é adequada. Com exceção do Chile e, em muito menor medida, do Uruguai e do Brasil, os níveis de tratamento das águas servidas são baixos ou nulos. Em muitos países, a maior parte das águas residuais é descarregada sem tratamento prévio em cursos de água, causando poluição hídrica em rios, lagos e costas. Estes problemas são agravados ainda mais “com a falta de medidas efetivas de controle da demanda dos usuários e os altos níveis de perdas nas redes, que chegam a 40% da água tratada distribuída nos encanamentos de muitas cidades” (CAF, 2013).

Com o propósito de melhorar o acesso aos serviços de água potável e saneamento, os Estados membros das Nações Unidas, através da meta 7C dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM), se comprometeram a reduzir à metade até 2015 (em relação a 1990) a proporção de pessoas que não têm acesso sustentável à água potável nem a serviços básicos de saneamento. Com relação à água potável, os países da CELAC obtiveram um grande avanço na expansão da cobertura e o ODM já foi cumprido no âmbito regional. De todo modo, observam-se diferenças nos níveis de progresso entre as áreas rurais e urbanas, e entre cidades, províncias, estados, regiões e municípios, assim como entre grupos com diversos níveis de renda. Em geral, estima-se que 46% dos países da CELAC já alcançaram a meta e espera-se que outros 31% o façam dentro do prazo, mas 23% provavelmente não atingirão o objetivo em 2015 (Jouravlev, 2013). Os maiores atrasos relativos são observados no Haiti, República Dominicana, Jamaica, Santa Lúcia e Peru.

Em matéria de saneamento, os países da CELAC avançaram na expansão da cobertura e, se esta tendência continuar, é possível que o objetivo seja atingido no âmbito regional. No entanto, a distribuição dos serviços é muito desigual entre os países e dentro deles. Os maiores avanços foram registrados nas áreas urbanas. É necessário um maior esforço para progredir na consecução da meta de saneamento, especialmente nas áreas rurais e no caso da população urbana em situação de pobreza. Em termos gerais, 36% dos países já alcançaram a meta, espera-se que 10% também a cumpram dentro do prazo, mas 54% têm poucas probabilidades de consegui-lo (Jouravlev, 2013). Haiti, Nicarágua, Estado Plurinacional da Bolívia, Santa Lúcia, Jamaica, Panamá, Peru e Colômbia, nessa ordem, apresentam os maiores atrasos relativos.

1. Prestação eficiente, equitativa e sustentável

a) Contribuição dos serviços ao desenvolvimento econômico, equidade social e sustentabilidade ambiental

O setor de água potável e saneamento constitui uma peça integral do desenvolvimento atual e futuro dos países da CELAC. Existe evidência acerca dos efeitos positivos que estes serviços podem ter sobre fatores determinantes do desenvolvimento econômico e social, como a saúde pública, os níveis de pobreza, a inclusão e coesão social, o comércio exterior, a agricultura irrigada, o turismo, as questões de gênero e a paz social, assim como acerca dos efeitos negativos, caso não estejam disponíveis ou não sejam de boa qualidade (Lentini, 2011; Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

Sob uma perspectiva econômica, o investimento no setor promove o aumento da renda familiar, porque ocorrem menos doenças, menor absenteísmo no trabalho e na escola —particularmente das mulheres— e menores custos de abastecimento, entre outros efeitos, o que resulta em diminuição da pobreza e indigência¹; ao mesmo tempo, há uma maior disponibilidade de tempo para outras atividades, como diversão, educação e trabalho, aumentando a produtividade dos países (Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

No que diz respeito à saúde, o consumo de água contaminada contribui para o aumento da morbidade e mortalidade. Para o conjunto de países da CELAC, estimou-se que 3% da perda de anos de vida ajustados em função de deficiências devem-se às falhas dos serviços de água potável e saneamento e que em alguns países esse impacto chega a 7,7% (Prüss-Üstün e outros, 2008).

Os grupos de pessoas mais pobres e as crianças são as mais afetadas. Estas últimas são as mais prejudicadas em termos de morbidade, que repercute em sua frequência e êxito escolar, e de mortalidade, devido a doenças de transmissão hídrica. Além disso, a água contaminada é causa direta de desnutrição, já que as diarreias e outras infecções de origem alimentar não permitem a correta absorção dos nutrientes por parte do intestino (Lentini, 2010). A isto se soma o custo em matéria de inserção no mercado de trabalho, os gastos em tratamento e o maior custo imposto aos sistemas de saúde.

O investimento em saneamento e em tratamento de águas residuais possibilita sua disposição de forma ambientalmente sustentável. Isto constitui uma vantagem competitiva para o país, pois aumenta a segurança sanitária, ao melhorar a qualidade das águas para a agricultura irrigada, entre outros aspectos. Obtêm-se assim efeitos positivos, pois a segurança sanitária favorece o acesso a mercados externos muito exigentes, ao mesmo tempo em que melhora e expande o intercâmbio interno. Além disso, representa uma vantagem competitiva para os países como destinos turísticos (Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

Um amplo acesso aos serviços de água potável e saneamento de qualidade diminui a instabilidade política e contribui para a paz social. Isto é explicado pelo papel essencial que estes serviços públicos cumprem na vida da população. Quando não podem acessá-los, as pessoas veem frustradas as suas expectativas, seja pela falta de serviço ou pela má qualidade deste, por ser pouco acessível ou pelas ineficiências devidas a sistemas reguladores fracos e captura por parte de grupos de interesse especial. Em certos casos, estas frustrações produzem explosões políticas e sociais, às quais a região não esteve alheia, como o caso da “guerra da água” em Cochabamba em 2000 e o conflito social em Tucumán em 1997 (Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

¹ Em Lima, a conexão à rede pública de água potável representaria um aumento de 5% na renda das famílias em situação de extrema pobreza (Garrido-Lecca, 2010). No entanto, se considerarmos que os custos inevitáveis dessas famílias ascendem a 50% dessa renda nominal, o aumento da renda disponível seria de 10%. Além disso, gera-se uma poupança adicional em gastos com saúde —pela eliminação de episódios de doença diarreica aguda— de cerca de 4% da renda disponível, o que situaria em 14% o aumento da renda disponível a cada mês.

Por todas as razões expostas, não é casual que exista na atualidade um amplo consenso acerca de que o acesso à água e ao saneamento constitui um direito humano essencial amparado pelo direito internacional. Assim confirma a resolução 64/292 da Assembleia Geral das Nações Unidas de 2010 (veja o quadro III.4). No mesmo sentido, a Declaração da XXVII Assembleia Ordinária do Parlamento Latino-Americano (PARLATINO) em 2011 assinala: “o direito à água é um direito fundamental e inalienável, inerente à vida, integridade e dignidade humanas, já que a água é um bem comum universal de caráter natural, tangível e vital para a sobrevivência da diversidade biológica no planeta. A população da região latino-americana e caribenha é titular do direito fundamental à água em adequada quantidade, qualidade e sua sistematização”. Em sintonia com estas tendências no direito internacional, diversos países da CELAC, como o Estado Plurinacional da Bolívia, Costa Rica, Equador, México, Nicarágua, Paraguai e Uruguai, reconheceram explicitamente em seus marcos jurídicos o direito humano à água e ao saneamento.

Boxe III.4

DIREITO HUMANO À ÁGUA E AO SANEAMENTO

O direito humano à água e ao saneamento implica que, em todos os casos, é preciso respeitar determinados parâmetros de disponibilidade, qualidade e acessibilidade (física, econômica e informativa), tanto do fornecimento de água para consumo pessoal e usos tradicionais relacionados com a subsistência, como da coleta e eliminação de excrementos. Isto impõe condicionamentos diretos em matéria de políticas setoriais.

A necessidade de assegurar esses padrões dá lugar a uma série de obrigações internacionais do Estado, que se classificam em função do grau de cumprimento do direito exigível. Isto leva a distinguir as obrigações básicas —que são aquelas de exigibilidade imediata e com as quais se procura assegurar um grau mínimo de gozo do direito— das obrigações progressivas, que se cumprem demonstrando a realização de ações eficazes tendentes à obtenção gradual de sua plenitude.

Há dois grandes tipos de obrigações básicas: por um lado, garantir —e não simplesmente esforçar-se— que o exercício dos direitos protegidos se desenvolva sem discriminação; por outro, o Estado tem a obrigação de assegurar o cumprimento pelo menos de níveis essenciais do direito (por exemplo, uma quantidade mínima para consumo por pessoa).

Paralelamente ao dever de expor resultados básicos, o reconhecimento do direito à água e ao saneamento obriga de forma imediata a adotar medidas que levem a obter paulatinamente a plena efetividade do direito. Para isso, impõe-se o dever de destinar —atuando de maneira eficiente— o máximo de recursos disponíveis (institucionais e financeiros) e evitar medidas regressivas. A isto se acrescenta a necessidade de garantir a participação genuína —livre, efetiva, significativa e não discriminatória— da população na formulação e execução das estratégias do setor.

Por último, é importante assinalar que o reconhecimento do direito humano à água e ao saneamento não implica a gratuidade universal dos serviços, mas significa que seu preço possa ser pago pela maioria dos habitantes. Desta forma, os que podem fazê-lo deverão pagar tarifas que refletem o custo total eficiente do serviço; por sua vez, os que não podem custeá-las devem ter acesso a um sistema de subsídios que lhes garanta de forma progressiva consumos mínimos básicos.

Contudo, o direito humano à água e ao saneamento não se cumpre simplesmente com o subsídio, mas requer o estabelecimento de instituições reguladoras eficientes e estáveis. A eficiência na prestação é essencial para cumprir este direito, pois a redução dos custos torna possível contar com uma maior disponibilidade do serviço. Do contrário, quando os custos se elevam devido à ineficiência dos prestadores, sejam públicos ou privados, atenta-se contra o direito humano à água e ao saneamento.

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), “Editorial”, Carta Circular, N° 31, Rede de Cooperação na Gestão Integral de Recursos Hídricos para o Desenvolvimento Sustentável na América Latina e no Caribe, Santiago do Chile, 2009, e Juan Bautista Justo, “El derecho humano al agua y al saneamiento frente a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM)”, Documentos de Proyecto, N° 400 (LC/W.536), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), 2013.

b) Políticas públicas para a eficiência, a equidade e a sustentabilidade

O setor de água potável e saneamento produz externalidades positivas, motivo pelo qual um dos objetivos de política pública deveria ser maximizá-las. O melhor mecanismo que se conhece para cumprir este propósito é a regulação econômica.

Os serviços de água potável e saneamento são um monopólio natural local. Pelas características da tecnologia do processo de produção, sua prestação por parte de um só provedor numa área geográfica determinada é a solução mais eficiente. Este fato implica que, sem o devido controle, o prestador —seja público ou privado— tende a não fazer todos os esforços para oferecer um serviço de qualidade ao menor preço possível. Além disso, os prestadores são extremamente vulneráveis à captura por grupos de interesse, sejam sindicatos, políticos, burocracia ou investidores. Por isso, este setor deve ser regulado de modo a assegurar que os prestadores prestem os serviços ao menor custo possível (eficiência produtiva) e os consumidores possam acessar os serviços a tarifas que reflitam com exatidão esses custos mínimos (eficiência nas alocações).

O desempenho do setor, em geral, e a eficácia da regulação econômica, em particular, são condicionados por fatores exógenos e endógenos. Entre os fatores exógenos ou externos, cabe destacar as políticas macroeconômicas gerais, a priorização do setor nas políticas governamentais, a gestão dos recursos hídricos e a qualidade institucional. Entre os fatores endógenos ou internos, destacam-se a estrutura institucional, industrial e de propriedade, o marco regulatório e as políticas de financiamento, tarifas e subsídios (Lentini, 2011).

i) Importância dos fatores externos ao setor

A prestação dos serviços de água potável e saneamento, por estar inserida na atividade nacional, não é alheia a uma série de eventos externos que podem condicionar as políticas e o desempenho do setor. Assim, por exemplo, a estabilidade macroeconômica associada ao crescimento socioeconômico normalmente se traduz num aumento da renda dos habitantes de um país e, por sua vez, a maior disponibilidade financeira permite que os Estados invistam em infraestrutura e que as pessoas paguem pelos serviços. O desempenho geral da economia incide, além disso, nos custos operacionais e de manutenção dos serviços, assim como nas políticas para seu melhoramento. Na medida em que aumentam os custos e a população não é capaz de pagar por eles, a prestação começa a sofrer desfinanciamento e a se deteriorar, de maneira que o déficit deve ser assumido pelo Estado, gerando uma maior dependência do setor em relação às decisões políticas e finanças públicas (Lentini, 2010). Isto normalmente converte-se num alto nível de politização das decisões técnicas, desvirtuando a função da regulação econômica e a eficiência produtiva dos prestadores.

A pobreza e a indigência também são condicionantes exógenas ao setor, já que as famílias pobres não podem arcar com o custo dos serviços. Se os Estados não subvencionam o serviço para os grupos de escassos recursos cuja situação é de extrema vulnerabilidade, os prestadores não podem se autofinanciar, de modo que não têm a capacidade financeira para oferecer um serviço de qualidade nem para expandir sua cobertura. Desta forma, ocorre um círculo vicioso, pois a falta de financiamento faz com que o Estado não cumpra sua obrigação —associada à implementação do direito humano a água e saneamento— de envidar todos os esforços para prestar serviços a toda a população. Isto explica por que os processos de reajuste tarifário para níveis de autofinanciamento devem ser precedidos pela criação de mecanismos de subsídio, como foi feito no Chile, mediante subsídios diretos à demanda, e na Colômbia, mediante subsídios cruzados, por exemplo.

A eficácia das políticas setoriais e o desempenho do setor em seu conjunto estão estreitamente vinculados à qualidade institucional. Por isso, a prestação dos serviços está ligada de maneira essencial às instituições públicas (o Estado, as províncias, estados ou departamentos, os municípios e as agências públicas, entre outros) e ao setor privado (as empresas nacionais e transnacionais, as cooperativas e associações de bairro). Um fator afim que deve ser considerado é o controle da corrupção e da captura, pelo efeito que exercem na eficácia e na eficiência do serviço, derivado do desvio ou do mau uso de recursos envolvidos no setor.

A tudo isso se soma a prioridade política do setor para o governo e a estabilidade das políticas públicas no longo prazo. Em muitos países da CELAC, a eficiência e o desempenho financeiro do setor da água potável e saneamento não possuem a preeminência suficiente no nível político. Sem o devido respaldo, os investimentos, a regulação, o controle, a eficiência e a qualidade do serviço cedem às pressões diárias que os prestadores enfrentam. Deve-se assinalar que a falta de prioridade deste setor poderia refletir um descumprimento do mandato de garantir o direito humano à água e ao saneamento, pois significa que o Estado não recorre a todos os meios ao seu alcance para universalizar o serviço e assegurar sua qualidade.

ii) Situação da regulação e os incentivos para a eficiência

Os serviços de água potável e saneamento nos países da CELAC encontram-se em diversos níveis de desenvolvimento institucional. Alguns países adotaram quadros institucionais próprios, através dos quais separaram as funções de prestação do serviço e operação de sistemas, formulação de políticas setoriais e seu controle, fiscalização e regulação. Na grande maioria dos países, os prestadores pertencem ao setor público e exercem funções principalmente no âmbito nacional (como ocorre na Costa Rica e no Uruguai), regional, provincial ou estadual (como na Argentina e no Brasil) ou municipal (como no Estado Plurinacional da Bolívia, Colômbia, Equador, Guiana e Peru), mas sempre com grande heterogeneidade dentro dos países. Por outro lado, a função de formulação de políticas setoriais foi atribuída geralmente a ministérios e a de controle, fiscalização e regulação a organismos autônomos.

Na década de 1990, o setor foi submetido a reformas radicais cujo objetivo era atrair o investimento e a gestão privada, com o duplo propósito de liberar as receitas fiscais para outras áreas e melhorar a eficiência através da operação privada. No entanto, muitas destas reformas desconheciam as limitações estruturais das economias nacionais e os princípios relevantes em matéria de interesse público e regulação de serviços públicos. Em muitos casos, estes problemas foram potencializados pela visão excessivamente mercantilista com que se costumam enfocar os objetivos, compromissos e procedimentos nos tratados de proteção ao investimento estrangeiro, prescindindo das condições do contexto socioeconômico.

A partir da década de 2000, o setor foi objeto de uma nova transformação ao se reverterem os processos de participação privada em vários países, o que em alguns casos implicou a reestatização de empresas previamente privatizadas. Num cenário de mudança da economia e das estratégias das empresas, surgiram conflitos políticos e reguladores, que animaram este processo de renacionalização. Como consequência, os marcos jurídicos formulados em sua origem para regular o comportamento de prestadores privados acabaram sendo aplicados a operadores públicos. No entanto, na grande maioria dos casos este processo não foi acompanhado pela necessária adequação dos marcos regulatórios aos incentivos e à economia política do setor no modelo público de prestação². Como resultado, ocorreu uma redução da eficiência e um enfraquecimento das entidades reguladoras em alguns casos.

É importante destacar que durante a atual década avançou-se numa discussão mais complexa em torno do modelo de prestação e regulação, assim como dos instrumentos de gestão do setor dos serviços de água potável e saneamento. Em certo sentido, as autoridades e os profissionais do setor vão abandonando o preconceito acerca da suposta superioridade da gestão privada sobre a pública e abordam a discussão relativa à regulação das empresas dedicadas à prestação de serviços públicos de propriedade estatal ou municipal (Rozas, 2013).

² De maneira excepcional, no caso da Área Metropolitana de Buenos Aires o marco regulatório foi modificado, incorporando alguns componentes interessantes, como a ênfase na eficiência, em concordância com a exigência de equidade, e a aplicação de ferramentas reguladoras, como a contabilidade reguladora (Bohoslavsky, 2011).

2. Experiências de reformas no setor

As diversas reestruturações do setor de água potável e saneamento realizadas nos anos 90, com o objetivo de criar as condições necessárias para atrair participação privada, em especial estrangeira, tiveram lugar principalmente em países da América do Sul. A lógica por trás desta estratégia foi estabelecer as condições de segurança jurídica para que investidores privados pudessem tomar o controle dos prestadores dos serviços, contribuindo com capacidade de gestão e investimento. Subjacente a esta lógica encontrava-se a percepção generalizada da deficiente prestação dos serviços por parte de empresas públicas³.

A ideologia imperante no momento de reestruturar o setor era a suposta superioridade da prestação privada frente ao modelo público. Para obter a incorporação do setor privado, recorreu-se principalmente aos modelos extrarregionais, ainda que simplificados e com uma regulação leve. Várias razões estruturais explicam esta situação. A primeira relaciona-se com uma visão preconceituosa dos governos, que foram vistos como irremediavelmente ineficientes e propensos à corrupção e à captura, motivo pelo qual suas faculdades deviam ser limitadas, enquanto a participação privada era vista como um fim que devia ser alcançado a qualquer custo, pois seria alheia a esses males.

A segunda razão é que, em vários casos, a prioridade política era a alienação de ativos, considerada como uma ferramenta macroeconômica essencial para estabilizar a economia, motivo pelo qual os marcos regulatórios —cujo objetivo principal deve consistir em assegurar a eficiência na prestação— não ocupavam um lugar destacado na ordem de prioridades dos governos.

Em terceiro lugar, em vários países os processos de formulação de marcos regulatórios e de incorporação do setor privado ocorreram num contexto de debilidade ou baixa qualidade institucional e de problemas estruturais das finanças do Estado. Devido a esta circunstância, as estruturas governamentais atuaram com um baixo poder de negociação frente a grupos econômicos transnacionais que deveriam disponibilizar importantes fundos para o financiamento do setor.

Em quarto lugar, cabe mencionar a crença, relacionada em muitos casos com a aplicação ortodoxa e inflexível de modelos ideológicos, de que nos sistemas regulatórios modernos os reguladores podem se servir de informação relativamente limitada e simples, motivo pelo qual não têm necessidade de medir a base tarifária nem a taxa de rentabilidade. Disso decorria que não era necessário desenvolver métodos de acesso à informação que geralmente se aplicam nos países com uma longa tradição em matéria de regulação. Outro fator que deve ser mencionado é a crença de que a concorrência (por exemplo, através da licitação de contratos) reduziria a necessidade de regular, motivo pelo qual não seria preciso se preocupar em desenvolver os procedimentos da regulação tradicional.

Neste contexto, vários países optaram por introduzir a regulação econômica, embora a maioria dos prestadores tenha continuado na esfera do setor público; esse foi o caso da Argentina, Estado Plurinacional da Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru e Uruguai. A Argentina, Estado Plurinacional da Bolívia e Chile optaram por privatizar os principais prestadores. Mais tarde, na década de 2000, com exceção do Chile e algumas províncias da Argentina, os operadores privados saíram de todos estes

³ Ainda que, de acordo com muitos argumentos, as empresas privadas de água potável e saneamento sejam mais eficientes que suas contrapartes públicas, os estudos empíricos proporcionam evidência controvertível sobre os efeitos do tipo de propriedade sobre a eficiência (Renzetti e Dupont, 2003). Sua conclusão mais importante é que, quando o nível de concorrência é baixo e as empresas são fortemente reguladas, como sucede de maneira inevitável neste setor, “não há demasiados elementos empíricos que justifiquem, em termos gerais, preferir um ou outro tipo de propriedade” (Vickers e Yarrow, 1988). Isto significa que, neste setor, a eficiência depende mais de condições institucionais e estruturais do que do tipo de propriedade. Esta conclusão é confirmada pela experiência regional: há casos em que diversos modelos de prestação, tanto públicos como privados, funcionam razoavelmente bem e sem maiores conflitos, e outros casos em que, por alguma razão, nenhum modelo parece capaz de assegurar um desempenho aceitável no médio ou longo prazo.

países (assim como do Uruguai e da República Bolivariana da Venezuela, onde a participação privada foi de muito menor alcance), seja por conflitos sociais ou políticos, pela quebra do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, por decisões estratégicas no nível mundial dos grupos controladores ou por mudanças nas políticas setoriais nacionais (Ducci, 2007).

Em muitos países, a estratégia de incorporação maciça do setor privado na prestação dos serviços de água potável e saneamento não foi bem-sucedida. Nesses países, a participação privada limita-se a algumas cidades ou municípios, como ocorre no Brasil (vários municípios), na Colômbia (empresas mistas em várias cidades), no Equador (Guayaquil), no México (alguns municípios) e no Peru (Tumbes), ou a contratos de construção-exploração-transferência (CET), em especial para o tratamento de águas servidas e a dessalinização de água do mar. Em vários casos, foram assinados contratos de arrendamento e gestão, que normalmente não implicam obrigações de investimento, limitando-se aos aspectos operacionais da gestão dos serviços. Alguns países, como a Colômbia, conseguiram atrair empresários locais.

Em muitos casos, a prestação dos serviços foi descentralizada no nível municipal. Esta tendência respondeu à crença de que os assuntos locais —como os serviços de água potável e saneamento— devem ser resolvidos nesse mesmo âmbito, deixando nas mãos da própria comunidade a decisão sobre os assuntos que a beneficiam ou a afetam, o que resultaria em maior eficiência, prestação de contas e aceitação social (Lentini, 2010).

As experiências de descentralização não foram de todo positivas (Vergès, 2010; Jouravlev, 2004). Os serviços de água potável e saneamento têm custos de investimento e operação muito altos e requerem uma alta capacidade de gestão, motivo pelo qual as localidades pequenas dificilmente podem financiá-los ou administrá-los de forma regular. Da mesma maneira, a operação de serviços de forma descentralizada gera perdas de eficiência que só podem ser superadas se os prestadores se integrarem ou se fundirem entre si de modo a aproveitar as economias de escala, que são muito significativas neste setor (Ferro e Lentini, 2010).

De acordo com a experiência das reformas, a descentralização tende a gerar dependência dos governos locais em relação às transferências financeiras provenientes de outros níveis de governo (nacional, provincial ou regional). Entre as exceções a esta tendência, encontram-se os prestadores de municípios grandes que contam com elevadas receitas ou alta relevância política, como é o caso de Medellín na Colômbia e Porto Alegre no Brasil. Apesar destes casos excepcionais, os prestadores municipais têm poucas oportunidades de prestar um serviço eficiente e em muitas ocasiões este fato gerou graves problemas. Por outro lado, as experiências mais bem-sucedidas —como as do Chile e do Uruguai na América do Sul, ou Costa Rica na América Central— correspondem à prestação de serviços em escalas mais agregadas (nacional ou de região administrativa). Além da possibilidade de aproveitar as economias de escala, uma estrutura industrial mais agregada —que responde melhor às características da economia do setor— apresenta um conjunto de fatores que contribuem para a prestação mais eficiente e sustentável:

- Facilita as atividades de regulação e controle, em comparação com um sistema em que operam inúmeras empresas municipais.
- Assegura maior sustentabilidade financeira, pois a prestação numa área de serviço mais ampla (e mais diversa em termos socioeconômicos) facilita a aplicação de subsídios cruzados.
- Prestadores maiores costumam ter acesso a melhores e mais recursos tanto técnicos como humanos; além disso, tendem a ser menos vulneráveis às interferências políticas nas decisões técnicas.
- Favorece a integração e a coesão nacional e social: uma estrutura mais consolidada permite reduzir as diferenças geográficas na cobertura, nos níveis tarifários e na qualidade de serviço.

- Evita submeter a prestação dos serviços a uma relação com os governos locais que em muitos casos acarretou sérios problemas de politização de decisões essencialmente técnicas, assim como mau uso de recursos públicos.
- Proporciona sinais claros para as empresas em termos da proteção das fontes de captação, otimização de seu aproveitamento e controle da contaminação hídrica.

a) Marcos regulatórios nos países com prestação pública predominante

Nos países da CELAC, como no resto do mundo, a prestação dos serviços de água potável e saneamento é realizada de maneira majoritária por organismos ou empresas públicas, com as exceções assinaladas na seção anterior. A regulação econômica é indispensável, mesmo que o prestador seja público. Não obstante, esta função reguladora é mais complexa quando quem presta o serviço é um organismo do Estado ou um município ao qual outro organismo, também estatal, fiscaliza e eventualmente sanciona.

É provável que a ameaça de fiscalização e sanção seja menos efetiva e crível quando quem controla é o próprio setor público⁴. Por outro lado, muitos prestadores públicos, ou seus proprietários institucionais, são reticentes em ajustar as tarifas em função dos custos reais da prestação, por considerações políticas (Ducci e Krause, 2012). Além disso, um grande número de reguladores não conta com os meios técnicos, financeiros e de autoridade necessários para exercer um controle efetivo dos prestadores.

Alguns dos problemas que o regulador enfrenta com uma empresa privada se reproduzem e se expressam de maneira similar quando o prestador é público. Por exemplo, a escassa disponibilidade e a baixa qualidade da informação fornecida pelos prestadores impedem os reguladores de desempenhar suas funções de forma apropriada e dificultam aos governos a tarefa de formular políticas públicas que respondam adequadamente à natureza dos problemas que a prestação dos serviços apresenta. Além disso, a sociedade tem limitações para conhecer plenamente o desempenho dos prestadores. Tudo isso gerou conflitos sérios, que em última instância só prejudicam os usuários.

Por outro lado, o poder político de certos prestadores (em particular aqueles que operam em uma escala geográfica relevante), às vezes apoiados por outros poderes do executivo, lhes permite simplesmente ignorar os mandatos reguladores (Ducci e Krause, 2012). Em alguns casos, ocorrem conflitos similares devido à autonomia municipal, que frequentemente se agravam pela fragmentação dos prestadores. Também existem prestadores fracos, em especial os menores, que operam num contexto de escassez de recursos que na prática os impede de cumprir esses mandatos.

Outra limitação frequente é a rigidez normativa à qual estão submetidos os prestadores públicos pelo fato de administrarem fundos estatais. Mesmo que os objetivos das normas de proteção fiscal sejam entendíveis, exercem um efeito contraproducente ao dificultar a gestão eficiente dos serviços.

É paradoxal que a renacionalização dos prestadores empreendida em alguns países possa ter levado à anulação da regulação econômica, ao surgimento político dos prestadores, à opacidade da informação e à diminuição da prestação de contas, e em alguns casos tenha afetado a sustentabilidade financeira. Então, surge um desafio para a formulação da função reguladora, que é modificar a natureza da relação entre o regulador e o regulado, isto é, determinar como se controla, supervisa e incentiva um prestador público (agente) com acesso privilegiado ao poder político —e a seu proprietário institucional (principal)— para

⁴ É fundamental que a magnitude das sanções seja suficiente para que o risco de estar sujeito a elas elimine as vantagens de violar a regulação. Se for uma empresa pública, para ser efetiva a sanção deve ser pessoal e não institucional (Solanes, 2007). De outro modo, ocorre uma situação em que os benefícios do ato indevido favorecem o infrator e os custos são estatais. Tampouco devemos esquecer as sanções morais ou vinculadas à reputação, como a publicação e difusão de índices comparativos de desempenho, que podem ser bons incentivos para a eficiência e contribuir para atrair a atenção pública sobre os problemas do setor.

que não incorra em ineficiências que prejudiquem os usuários (veja o quadro III.5). As possíveis soluções consistem em fomentar a independência, a autonomia e o autofinanciamento dos prestadores, já que assim diminuem as dependências políticas e orçamentárias. Uma medida complementar seria a criação de um fundo de investimentos, de modo que os prestadores apresentem seus projetos para solicitar financiamento mediante concurso, o que pode oferecer sinais para promover a eficiência destas iniciativas.

Boxe III.5

REGULAÇÃO NO MODELO DE PRESTAÇÃO PÚBLICA DOS SERVIÇOS DE ÁGUA POTÁVEL E SANEAMENTO

A principal conclusão do estudo de Berg (2013) sobre as melhores práticas de regulação no modelo público de prestação é que, para uma regulação efetiva, é preciso dispor de empresas que possam ser reguladas. Os elementos centrais dessa proposta são os seguintes:

- i) Independência dos diretores:
 - É necessário reduzir as interferências políticas das autoridades governamentais (municipais) sobre os diretores e assegurar esta independência no longo prazo.
 - É recomendável que existam representantes de uma diversidade de profissões (advogados, engenheiros, contadores).
 - O fator mais importante que define a orientação dos candidatos a diretor e sua possível captura por interesses particulares é de onde provêm e para onde regressarão depois de exercer o cargo.
- ii) Orientação comercial da gestão do prestador:
 - Se o prestador faz parte da estrutura de um ministério ou município, é pouco provável que sua gestão tenha orientação comercial.
 - Os incentivos para a eficiência dependem da orientação comercial e da busca de sustentabilidade financeira.
 - A necessidade de atender a preocupações sociais não deve ser utilizada como justificativa de ineficiências.
- iii) Clareza de papéis dentro da empresa:
 - É preciso definir com clareza os papéis e as responsabilidades dentro do prestador.
 - Ao mesmo tempo, é necessário promover a interação e a aprendizagem mútua entre diferentes unidades.
 - O trabalho de todos deve estar orientado para os usuários.
- iv) Coerência e consistência entre os objetivos:
 - É importante priorizar os diferentes objetivos do prestador.
 - Deve-se contar com um plano de desenvolvimento que reflita os objetivos do prestador e esteja orientado a satisfazer as necessidades dos usuários.
- v) Incentivos internos para a eficiência:
 - É preciso criar sistemas internos de incentivos para a eficiência.
 - É preciso contar com sistemas de informação e monitoramento, para detectar as áreas de bom (e mau) desempenho.
- vi) Sistemas integrados de informação:
 - A eficiência nas decisões técnicas depende da disponibilidade de informação confiável e consistente.
 - A análise da evolução dos indicadores através do tempo permite detectar as tendências do desempenho.
- vii) Planos de negócios ou desenvolvimento:
 - Esses planos devem ser definidos com base nos objetivos do prestador, resultados de seu desempenho e projeções de receita e despesa.
 - Este elemento da governabilidade serve como verificador da realidade para os responsáveis pelas decisões.
 - O plano de negócios ou desenvolvimento contribui também para fortalecer a orientação comercial da gestão.
- viii) Participação do pessoal:
 - O enfoque hierárquico-vertical não é apropriado para a gestão dos prestadores de serviços.
 - É necessária a participação do pessoal na definição dos objetivos de gestão, sistemas de incentivos e planos de desenvolvimento, entre outros instrumentos.
 - A profissionalização e o desenvolvimento do pessoal são essenciais para a melhora do desempenho.

Fonte: Sanford Berg, “Best practices in regulating state-owned and municipal water utilities”, *Documentos de Proyecto*, Nº 542 (LC/W. 542), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), 2013.

O fortalecimento da posição do regulador também constitui um imperativo, ainda mais frente ao prestador público com poder. Com esse objetivo, é necessário atribuir-lhe poderes suficientes para a coleta de informação, a fiscalização e a eventual sanção. A comparação de desempenho entre empresas (*benchmarking*) pode ser uma ferramenta fundamental, pois permite tanto aos proprietários institucionais como aos usuários saber com mais precisão o tipo de serviço fornecido por um prestador. Com esta informação, os usuários poderiam reagir e se ver motivados a atuar frente a seus representantes políticos, pressionando para melhorar as condições de desempenho dos prestadores. Outro mecanismo que pode ser aperfeiçoado é a prestação de contas, tanto do regulador como do prestador, num nível muito mais sofisticado que o observado atualmente na região. Uma conta pública anual é um ato vazio se não se basear em informação objetiva e consistente e não forem discutidas abertamente as razões em que se sustentam as decisões tomadas e as soluções propostas para superar os problemas no futuro, mediante compromissos explícitos com os diferentes atores envolvidos.

b) Marcos regulatórios nos países com prestação privada sustentável

Conforme assinalado anteriormente, muitos dos países da CELAC, especialmente na América do Sul, experimentaram nos anos 90 diversas estratégias para atrair a participação do setor privado para a prestação dos serviços de água potável e saneamento. Posteriormente, como resultado da saída generalizada da região dos operadores privados internacionais, esta opção de política pública ficou limitada ao caso chileno.

No Chile, a estrutura setorial é produto de uma política pública de longo prazo, pactuada politicamente tanto em seus objetivos como em suas metas, que perdurou através de diversos governos. Uma vez materializada essa política num marco regulatório (que só foi modificado de forma significativa em uma oportunidade, para fortalecê-lo, antes da abertura do setor a prestadores privados), procurou-se aplicar esse quadro de maneira objetiva e sobre uma base técnica. O gradualismo da implementação do novo modelo permitiu a seu regulador econômico consolidar-se e fortalecer-se em termos institucionais, enquanto controlava as empresas públicas, antes da incorporação do capital privado (Lentini, 2011).

O Chile conta com uma alta qualidade em seu aparelho estatal, o que, junto a uma baixa intervenção política na gestão das empresas, facilitou a consolidação dos prestadores estatais e o melhoramento de sua eficiência. Estes prestadores desfrutaram de autonomia razoável para aplicar critérios técnicos, o que permitiu fortalecer as equipes profissionais, evitando a alta rotação de pessoal e as nomeações por motivos políticos. Do mesmo modo, a gestão de recursos humanos foi eficaz, já que tornou possível selecionar pessoal diretivo e profissional, o que resultou numa organização capacitada e especializada⁵.

Por outro lado, à estabilidade do marco regulatório se soma um adequado nível de especialização técnica e econômica do regulador, o que atribui previsibilidade ao sistema (Lentini, 2011). Além disso, por meio do processo de cálculo tarifário (que, sem dúvida, pode ser aperfeiçoado) conseguiu-se manter uma relação consistente entre os custos razoavelmente eficientes do serviço e das tarifas cobradas ao consumidor. Assim, o modelo tarifário, baseado na micromedição e na regulação econômica, proporciona sinais aos usuários para o uso racional da água potável, assim como ao prestador para a gestão eficiente do serviço. Ao mesmo tempo, os aspectos de justiça social e equidade foram manejados mediante o subsídio direto e focalizado na demanda.

⁵ Cabe recordar que um efeito virtuoso da estabilidade nos cargos gerenciais e profissionais é que, graças a ela, se preserva a memória institucional, se profissionaliza a atividade e se mantém em perspectiva os objetivos de longo prazo (Bohoslavsky, 2011). A estabilidade no emprego é uma garantia concebida em benefício da organização e seus fins, e não tanto do indivíduo, pois com ela se procura assegurar a proteção dos empregados contra pressões externas e submetê-los às normas que orientam o trabalho do prestador a favor do interesse público.

Antes da privatização, definiram-se os objetivos e as metas visadas com a incorporação da participação privada, fortalecendo para isso o marco regulatório. A fiscalização por parte do regulador foi feita de forma profissional, atribuindo mais ênfase aos incentivos para o desempenho eficiente do que ao controle da gestão. Outro fator que potencializou o modelo é a transparência da informação geral manejada pelo regulador. A tudo isso se acrescenta a existência de um sistema de contabilidade reguladora. Não obstante, existe um significativo grau de assimetria de informação, que se manifesta de maneira crescente no processo regulador e, em particular, no cálculo tarifário.

Uma característica relevante desta experiência foi que as empresas privatizadas eram prestadores estatais razoavelmente eficientes e rentáveis, que operavam com uma cobertura próxima à universal (Jouravlev, 2010). Em consequência, existia boa informação sobre o estado da infraestrutura e sua operação, bem como um baixo risco em matéria de rentabilidade do investimento, o que não é uma característica frequente dos prestadores ineficientes ou que se encontram em grave situação financeira. Isto implicava, em primeiro lugar, que os investidores podiam formular ofertas racionais e sustentáveis e que existia um menor risco e, por conseguinte, um menor custo de capital e menos justificativas para futuras renegociações. Por outro lado, graças à adequada disponibilidade de informação, o regulador se encontrava em boa posição para fixar tarifas que refletiam custos eficientes. Os impactos tarifários foram tolerados pelos consumidores, mesmo que as tarifas aumentassem de forma sistemática e provavelmente mais que o necessário em termos estritos.

Em todo caso, o modelo chileno apresenta uma série de falhas que é necessário corrigir. A capacidade reguladora do Estado deve ser fortalecida, considerando a permanente evolução das práticas comerciais e econômicas tanto dos prestadores como do mercado em geral (Espinosa, 2008). É preciso tornar transparente o processo de determinação de tarifas, pois persiste um forte grau de assimetria de informação a favor dos prestadores (Jouravlev, 2003). Também é essencial a implementação de um sistema de controle de preços de transferência em transações com empresas afins, não só para evitar a transferência aos usuários de custos ineficientes ou associados a outras atividades desenvolvidas pelas empresas, mas também para proteger a livre concorrência em mercados afins (Hantke-Domas, 2011). Quanto aos investimentos, é preciso fortalecer os incentivos para que os prestadores reponham a infraestrutura, em particular aquela que receberam no momento de assumir a propriedade dos antigos prestadores estatais (Espinosa, 2008). Finalmente, o sistema de empresa modelo utilizado para a regulação no setor apresenta deficiências tanto do ponto de vista de sua complexidade e seu alto grau de assimetria de informação, como em termos dos incentivos, nem sempre favoráveis a uma maior eficiência (Jouravlev, 2003).

Uma lição relevante da experiência chilena é que o governo central começou a fortalecer sua presença no setor em 1931, num processo gradual que culminou no início da década de 1990 com a transformação dos prestadores, então estatais, em sociedades anônimas, organizadas segundo regiões administrativas, o que contrasta com as políticas públicas seguidas por muitos países da CELAC, que decidiram privilegiar o papel dos municípios na prestação dos serviços. Desta forma, o Chile optou por uma estrutura industrial do setor baseada em empresas regionais que cobrem áreas geográficas significativas. Este modelo, além de permitir aproveitar as significativas economias de escala e alcance, apresenta várias outras vantagens importantes, explicadas anteriormente.

D. PROPOSTAS DE POLÍTICAS PÚBLICAS

1. Hidreletricidade

Existe amplo consenso no sentido de que o desenvolvimento econômico, entendido como a expansão e aprofundamento das oportunidades para um aproveitamento integral das potencialidades individuais e coletivas, não pode ser alcançado sem uma fluida provisão de energia.

O funcionamento das sociedades modernas depende totalmente de uma adequada disponibilidade de energia, para o desenvolvimento tanto de atividades produtivas como de outras de caráter não produtivo (mas igualmente importantes), ao ponto de a resolução 65/151 da Assembleia Geral das Nações Unidas sobre “Ano Internacional da Energia Sustentável para Todos” reconhecer: “o acesso a serviços energéticos modernos e acessíveis nos países em desenvolvimento é essencial para atingir os objetivos de desenvolvimento acordados internacionalmente, inclusive os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio, e o desenvolvimento sustentável, que ajudaria a reduzir a pobreza e a melhorar as condições e o nível de vida da maioria da população mundial”.

Ao debate sobre os crescentes requisitos energéticos, se incorporaram nos últimos anos três exigências adicionais:

- i) Dispor de fontes de energia limpa, agregando à matriz energética a provisão de fontes de energia renováveis, com as quais se busca prevenir (e minimizar) os impactos gerados pelo aquecimento global, o que tende a complicar as opções energéticas disponíveis e obriga a estudar em detalhes as potencialidades de fontes alternativas.
- ii) Cumprir altos padrões de segurança de fornecimento.
- iii) Fazer com que o preço da energia seja o mais competitivo possível, dentro das condições de mercado existentes, dada a sua incidência na rentabilidade de projetos de investimento, especialmente aqueles intensivos neste insumo.

A geração de energia mediante a utilização de fontes renováveis, incluindo a derivada de recursos hídricos, oferece a possibilidade de cumprir os exigentes requisitos que a sociedade vem impondo às diversas fontes energéticas disponíveis atualmente. No entanto, a energia associada a médias e grandes centrais hidrelétricas foi objeto de críticas, que levaram praticamente à sua exclusão do contexto das energias renováveis, não por se basear num recurso não renovável, mas por seus impactos ambientais e sociais.

Em geral, são quatro as principais objeções à construção de centrais hidrelétricas de elevada capacidade com grandes represamentos (CEPAL, 2013):

- iv) A emissão de gases de efeito estufa (metano, em particular) causada pela decomposição da vegetação afetada pela inundação.
- v) O deslocamento de populações como consequência da formação de represas e a inundação de grandes extensões de terra.
- vi) A redução da velocidade das correntes, produzindo mudanças da biota que podem favorecer a difusão de vetores patógenos.
- vii) As mudanças no transporte de sedimentos que afetam regiões ribeirinhas situadas a jusante das represas.

Neste contexto, cabe mencionar os esforços que a Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL) realizou nas últimas décadas para promover o uso de fontes renováveis de energia nos países da CELAC. Mostra disso foi a prolífera produção de estudos orientados à formulação de políticas públicas, assim como a permanente presença nos fóruns nacionais e internacionais em torno desta temática, como a Conferência Mundial sobre Energias Renováveis (Bonn, 2004). Nas instâncias internacionais, especialmente nos países da CELAC, a CEPAL apoiou os mandatos emanados da Cúpula Mundial sobre o Desenvolvimento Sustentável (Johannesburgo, 2002) e, mais recentemente, os compromissos assumidos na Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio+20) (Rio de Janeiro, 2012), em particular no que se refere ao desenvolvimento de energias sustentáveis. Da mesma forma, a CEPAL se comprometeu com a Iniciativa Latino-Americana e Caribenha para o Desenvolvimento Sustentável, instância em que se acordou como meta regional que em 2010 pelo menos 10% do consumo energético total correspondesse a energias renováveis, objetivo que na CELAC pode-se considerar cumprido, já que na atualidade 18% da oferta total de energia deste grupo de países provém de fontes renováveis.

Apesar dos esforços já realizados para tornar mais sustentável sua matriz energética, a CELAC enfrenta o desafio de gerar um consumo de energia integrador e homogêneo, tentando superar as diferenças sub-regionais que ainda persistem com relação a: i) heterogênea dotação de recursos naturais, assim como das estruturas de abastecimento e consumo de energia; ii) consolidação institucional e condições de base para impulsionar políticas de promoção e incorporação das fontes renováveis.

Frente a estes problemas, a CEPAL (2004) formulou uma visão integral e uma diretriz para a formulação de políticas que se baseia em quatro eixos e iniciativas relevantes: i) revalorização ambiental e social da energia hidrelétrica de acordo com as exigências do desenvolvimento sustentável; ii) contribuição das fontes renováveis ao desenvolvimento integral das comunidades rurais; iii) uso racional da lenha; iv) o papel da biomassa e dos biocombustíveis.

Quanto à geração de hidreletricidade, levando em consideração as críticas às centrais de maior tamanho, ainda existe um alto potencial a ser aproveitado, especialmente elevado devido às particulares condições de topografia e pluviosidade existentes na região. A não consideração adequada desta situação no âmbito dos esforços para expandir as fontes renováveis de energia pode ser um importante freio ao seu desenvolvimento.

Levando em conta o caráter renovável dos recursos hídricos, no caso das centrais hidrelétricas talvez não seja tão importante determinar uma capacidade limite para incluí-las como fontes renováveis modernas ou não convencionais (usualmente só se aceitam as pequenas centrais, com capacidade que varia de 10 a 30 MW), mas definir uma pauta mínima para aceitá-las como sustentáveis, baseada em indicadores econômicos, sociais, ambientais e locais.

Mencionou-se que o aproveitamento da hidreletricidade por meio das centrais a fio d'água (que não necessitam de represamento) geralmente não tem maiores impactos ambientais. Por sua vez, os represamentos naturalmente ocasionarão sempre algum tipo de impacto, mas é simplista e muitas vezes equivocado estabelecer uma correlação direta entre hidreletricidade e problemas ambientais. Embora se tenham observado impactos negativos derivados das centrais hidráulicas, algumas vezes irreversíveis, eles não são necessariamente intrínsecos à tecnologia. Em boa parte dos casos, os danos são menores ou podem ser mitigados. Além disso, são de extrema importância os aproveitamentos hidrelétricos que se prestam a usos múltiplos e cujo desenvolvimento pode contribuir com interessantes vantagens: de forma adicional à geração de eletricidade, contribuem para a pesca, o abastecimento de água, a irrigação, a regulação da vazão (redução de cheias e atenuação de secas), o transporte fluvial, a promoção do turismo e a utilização de recursos locais, entre outras.

Talvez nenhuma outra tecnologia de geração elétrica ofereça possibilidades tão concretas e comprovadas de integração e sinergias com propósitos não energéticos. Muitas centrais hidrelétricas em todo o mundo, em particular nos países da CELAC, foram a origem de relevantes impactos positivos, em termos de promoção do desenvolvimento local, melhora da produtividade agrícola e fixação de população em zonas rurais. O fator-chave é assegurar que os projetos hidrelétricos cumpram de maneira cabal os princípios de sustentabilidade e utilizar com racionalidade um recurso disponível, que no caso deste grupo de países é relativamente abundante.

De fato, a aceitação dos projetos hidrelétricos baseados em grandes represas (e, portanto, seu financiamento pelos bancos) foi dificultada pela forma como se desenvolveram, que implicou o desalojamento de comunidades, a destruição de florestas e a inundação de amplas zonas produtivas, bem como pelos prazos de amortização deste tipo de instalações, demasiado longos com relação aos prazos dos contratos de compra estabelecidos nas leis sobre eletricidade de alguns países. Por isso, é pertinente, junto à crítica objetiva, a revalorização social deste tipo de projetos, para situá-los na dimensão positiva que lhes corresponde no atual contexto regional e mundial.

Portanto, da perspectiva das autoridades nacionais que formulam políticas, das empresas elétricas e dos implementadores de iniciativas de investimento, os projetos de geração hidrelétrica poderiam incorporar os

princípios expressados pela Comissão Mundial de Represas (WCD, 2000). Estes princípios representam valores fundamentais dos direitos humanos e da sustentabilidade, inclusive: a realização de avaliações integrais sobre as opções existentes, o respeito aos direitos das comunidades afetadas mediante a negociação de acordos legalmente vinculantes, o consentimento livre, prévio e informado dos povos indígenas, a garantia de que as comunidades afetadas sejam as primeiras em se beneficiar, a solução dos problemas provocados por projetos já existentes antes de construir novos, o manejo de caudais ambientais que assegurem a manutenção dos ecossistemas a jusante e dos meios de subsistência e a exigência de planos de cumprimento bem fundamentados e executáveis.

Neste sentido, o cumprimento das seguintes condições pode contribuir para melhorar significativamente o desenvolvimento da infraestrutura de geração hidrelétrica:

- Nenhuma represa deve ser construída sem a aceitação demonstrada das pessoas afetadas e sem o consentimento livre, prévio e informado dos povos indígenas e tribais afetados.
- Devem-se desenvolver diagnósticos completos e participativos das necessidades hídricas e energéticas das pessoas, assim como de diferentes opções para satisfazer essas necessidades, antes de proceder com qualquer projeto.
- Devem-se priorizar os esforços para maximizar a eficiência dos sistemas hídricos e energéticos existentes antes de construir projetos novos.
- Devem-se efetuar revisões participativas periódicas das represas existentes para avaliar fatores como sua segurança e a possibilidade de retirá-los de funcionamento e restabelecer, na medida do possível, a situação vigente antes de sua construção.
- Devem-se desenvolver mecanismos para indenizar, ou compensar retroativamente, as pessoas prejudicadas pelas represas existentes e para restaurar os ecossistemas danificados.

Esta breve avaliação da hidreletricidade na região ressalta a necessidade da adequada consideração das energias renováveis e da correta definição dos conceitos de sustentabilidade e renovação no contexto dos países da CELAC, onde, além das energias solar (como radiação ou biomassa) e eólica, deve-se destacar a hidreletricidade.

Com base no conjunto de aspectos mencionados, a CEPAL (2004) elaborou elementos de propostas para os países da CELAC, entre os quais se destacam:

- Realizar uma avaliação ambiental integral dos projetos hidrelétricos. Além de seu efeito em matéria de redução das emissões de gases do efeito estufa, estes projetos devem ser avaliados também em termos da sua contribuição indireta ao cuidado das florestas, não só pela forma em que se constroem, mas também por sua contribuição ao sustento das comunidades vizinhas.
- Estabelecer um código de conduta com as comunidades. É necessário e urgente estabelecer de forma explícita um conjunto de regras de conduta aceitas universalmente e supervisionadas no nível nacional e internacional que comprometam os construtores a adotar um novo enfoque em sua relação com as comunidades afetadas pelos projetos hidrelétricos.
- Estabelecer pagamentos por serviços ambientais. Uma forma de apoiar as comunidades, como já ocorre no Brasil, Colômbia, Costa Rica e México, consiste em estabelecer pagamentos pelos serviços ambientais das florestas que sejam canalizados como incentivos a quem vive nessas zonas.
- Modificar os prazos dos contratos de compra de energia. Uma forma de reconhecer o valor dos projetos hidráulicos é modificar a regulação para ampliar os prazos permitidos nos contratos de compra e venda de eletricidade produzida por este tipo de instalações, de maneira a obter melhores condições de financiamento.

- Criar mecanismos que permitam reconhecer a sinergia entre os projetos eólicos e os hidráulicos. Atualmente, as regras estabelecidas nos mercados elétricos foram formuladas para instalações individuais e não para ofertas integrais de energia e capacidade. Considerando a sinergia existente entre os projetos eólicos e os hidráulicos, é recomendável revisar estas regras e eventualmente modificá-las para reconhecer esta sinergia e tornar esses projetos mais rentáveis e seus custos mais competitivos.
- Desenvolver uma visão integral das bacias. Os múltiplos usos e efeitos da água estão geralmente integrados nas bacias onde esta é captada e flui para o mar. Portanto, é necessário considerar os sistemas hidráulicos precisamente como bacias onde se deve otimizar os benefícios e minimizar os efeitos negativos das variações temporais e territoriais dos fluxos de água. Para isso, é preciso estabelecer sistemas de medição, monitoramento e tomada de decisões e fazer um importante esforço de coordenação interinstitucional entre organismos governamentais centrais e governos regionais.
- Cobrir passivos sociais e resolver conflitos existentes. É necessário, por um lado, terminar de cobrir os passivos com as comunidades que estejam pendentes como resultado da construção de represas e, por outro lado, destravar e resolver os conflitos mais importantes relacionados com a construção de instalações hidrelétricas, pelo menos daquelas que nesta nova visão sejam consideradas aceitáveis.
- Abordar a difusão pública e favorecer a transparência na informação. Para obter uma revalorização social deste tipo de projetos, é necessário integrar como elemento da iniciativa um intenso trabalho de relações públicas para situá-los na perspectiva positiva que lhes corresponde nos tempos atuais.

Para possibilitar a governança dos recursos naturais, entre eles a energia hidráulica, deve-se acrescentar que é necessária uma justa redistribuição da renda de sua exploração entre todos os atores envolvidos, contemplando uma adequada alocação às populações que habitam os territórios onde se localizam estes aproveitamentos.

2. Setor de água potável e saneamento

Os países da CELAC adotaram diversas soluções institucionais em seus setores de água potável e saneamento. Os resultados são diversos. Destaca-se, por um lado, a expansão da cobertura tanto de água potável como de saneamento; por outro lado, ainda persistem deficiências com relação à qualidade e sustentabilidade do serviço e diferenças significativas entre os países e dentro deles, que devem ser corrigidas e que afetam de maneira desproporcional os grupos de baixa renda e as áreas rurais. Perante os desafios que os países enfrentam neste âmbito, é possível identificar um conjunto de elementos que se deve ter em mente:

- Priorizar o setor de água potável e saneamento, tanto em termos de financiamento como de políticas públicas orientadas à eficiência, oferece uma oportunidade de alto retorno social, econômico e ambiental para os países da CELAC, não só por sua decisiva incidência na saúde pública, mas também como uma poderosa ferramenta para a luta contra a pobreza e a indigência, o fomento da inclusão e paz social, a promoção do desenvolvimento econômico, especialmente quanto a novas oportunidades para as indústrias agropecuárias orientadas à exportação e turismo, e a proteção do meio ambiente.
- Em matéria de investimento, tendo presente que são necessários vultosos fundos para alcançar uma cobertura universal e melhorar a qualidade dos serviços, sobretudo para os grupos mais vulneráveis, exige-se um compromisso efetivo e de longo prazo dos países da CELAC, tanto em termos de financiamento como de construção de instituições sólidas e estáveis. Esta responsabilidade não só permitirá obter a esperada universalidade dos serviços, mas também constituirá uma importante ferramenta para dinamizar as economias nacionais e a luta contra a pobreza e a indigência.
- Ao comprometer altos montantes de dinheiro público nas obras de água potável e saneamento, deve-se atribuir especial atenção à fiscalização e controle das transferências orçamentárias, pois o setor

da infraestrutura apresenta um alto grau de corrupção e captura por parte de grupos de interesse, assim como elevados custos de transação, particularmente nos processos de aquisição, contratação, controle e coordenação.

- O valor econômico da água deve ser incorporado nas decisões de seus usuários, de modo a gerar conscientização acerca da sua escassez e essencialidade. O mecanismo mais eficaz para evitar o esbanjamento é a cobrança do custo (de oportunidade) da água. Por isso, os países da CELAC devem mobilizar suas políticas públicas para o autofinanciamento da prestação dos serviços, por meio de uma transição para a cobrança aos usuários de tarifas que incorporem a maioria de seus custos, inclusive os ambientais. Esta transição deve ser implementada gradualmente, considerando os níveis de pobreza e de cobertura existentes na região.
- Como há grupos da população que não poderão pagar as contas de água potável com tarifas de autofinanciamento, os Estados devem idealizar mecanismos de subsídio que permitam a estes usuários satisfazer suas necessidades básicas. Deste modo, os subsídios se transformam em veículos da obrigação dos Estados de promover positivamente o cumprimento do direito humano à água e ao saneamento e, além disso, permitem maximizar as externalidades positivas destes serviços.
- Em matéria de instituições, os países da CELAC deveriam promover uma organização setorial que permita definir claramente as responsabilidades institucionais, assim como criar incentivos efetivos para todos os atores de maneira a conseguir um serviço universal, de qualidade, eficiente e acessível. Para tanto, é preciso separar a prestação, a regulação e a formulação de políticas públicas em três esferas distintas e independentes. A prática demonstra que este tipo de organização institucional torna possível gerar as formalidades necessárias para criar incentivos à eficiência dos prestadores.
- Quanto ao modelo público, as agências reguladoras que controlam e fiscalizam prestadores estaduais e municipais devem iniciar um processo de avaliação da eficácia de seus instrumentos para gerar incentivos (indicadores comparativos, multas, publicidade e sanções pessoais, entre outros). Por sua vez, os prestadores públicos devem avançar rumo à obtenção de sua própria independência em relação aos demais organismos públicos que os controlam financeira e politicamente. Porém, também é preciso avançar para a chamada empresa aberta (Bohoslavsky, 2011), um enfoque com o qual se busca prevenir desvios na operação empresarial e condutas abusivas das autoridades através de medidas destinadas a assegurar a independência dos órgãos de regulação e controle, em especial a participação dos usuários tanto na gestão interna das empresas como nas funções externas de planejamento, regulação e controle.
- A participação dos usuários deve aumentar em todos os níveis e todos os papéis, tanto dentro do organismo regulador como dentro do prestador, quando for público. A promoção de organismos representativos dos usuários de água potável e saneamento é uma boa iniciativa, pois permite somá-los em termos políticos, dando um maior peso à expressão de suas preocupações e interesses.
- Em matéria de regulação econômica, os países da CELAC deveriam consagrar em seus marcos jurídicos (mais do que nos contratos com os prestadores) os princípios gerais que regem essa regulação: rentabilidade justa e razoável, boa-fé, devida diligência, obrigação de eficiência e transferência de ganhos de eficiência aos consumidores. Também devem existir sistemas de contabilidade reguladora, que permitam aos reguladores dispor de informação confiável e consistente sobre o desempenho técnico-operacional, a administração de bens, a gestão comercial e a qualidade das decisões econômico-financeiras da empresa regulada, aspectos que não estão cobertos pela informação financeira que a contabilidade convencional entrega ao mercado. Neste sentido, é preciso mencionar o preocupante enfraquecimento dos organismos de regulação em alguns países e a necessidade de ajustar os marcos regulatórios às especificidades da regulação dos prestadores públicos.

- Também cabe destacar a relevância que tem a escala dos prestadores no objetivo de fomentar a eficiência, aspecto que resulta posteriormente em menores tarifas e melhor qualidade de serviço para os usuários. Existe abundante evidência empírica segundo a qual em prestadores de pequeno tamanho (que atendem a menos de 100.000 habitantes) há claras economias de escala, enquanto nos prestadores maiores (que atendem entre essa quantidade e 1 milhão de habitantes e em alguns casos até 4 milhões de habitantes) observa-se uma tendência das economias de escala a se manterem constantes (Ferro e Lentini, 2010). Além disso, promover uma estrutura industrial mais consolidada deste setor oferece múltiplos benefícios em termos de sustentabilidade financeira, coesão social, melhor gestão, manejo de fontes de captação, redução de custos de transação e melhoras nas atividades de regulação e controle. Esta constatação contraria muitas das iniciativas de descentralização que foram impulsionadas nos países da CELAC. No entanto, tendo presente a solidez e abundância da evidência que a avaliza, seria recomendável promover a agregação e a consolidação da estrutura industrial do setor.
- Da mesma maneira, deve-se enfatizar a necessidade urgente de contar com informação precisa, robusta, comparável, consistente, pertinente e oportuna. Urge que os países da CELAC disponham de informação confiável e exata, motivo pelo qual cada país deve destinar os recursos necessários para alcançar essa meta. Esta informação deve ser aberta e estar disponível a todos os atores, da mesma forma que as decisões dos organismos reguladores e de políticas públicas. Nesta área há um certo acervo na região, mas é urgente eliminar todos os focos de opacidade e censura que ainda existem.
- Exige-se, em particular, a adoção de indicadores de gestão que meçam o desempenho dos prestadores do setor da água potável e saneamento para avaliar a eficiência e detectar melhores (e piores) práticas. Se possível, deve-se empreender no âmbito regional um exercício de comparação de desempenho tanto de cada empresa através do tempo como de alguns prestadores em relação a outros: “a comparação histórica consigo mesma permite visualizar o impacto que vão tendo no serviço as decisões de gestão; enquanto a comparação com outros prestadores replica as condições de um mercado em competição e permite identificar os aspectos nos quais se pode melhorar a gestão e eventualmente identificar e analisar as melhores práticas, a fim de implementá-las para melhorar os serviços, com as adequadas adaptações às circunstâncias de cada caso em particular” (ADERASA, 2012).
- Igualmente, deve-se fazer um apelo urgente aos países da CELAC para vincular a gestão dos recursos hídricos com os mecanismos de regulação econômica dos serviços de água potável e saneamento. Na maioria dos casos na região, o papel de promoção da gestão sustentável da água (proteção de ecossistemas, manejo de florestas, gestão de fluxos superficiais e outros) está dissociado do trabalho regulador do setor de água potável e saneamento, além de se encontrar disperso numa variedade de serviços. Esta separação deve ser superada o quanto antes. Os usuários dos serviços deveriam paulatinamente começar a assumir o custo que significa produzir água sob uma perspectiva ecossistêmica, pois de outro modo se encontrarão mais cedo do que se espera em um cenário de escassez, não por problemas de gestão, mas de disponibilidade física.
- Na situação atual, de crescente competição entre usos alternativos dos recursos hídricos, é essencial vincular o setor de água potável e saneamento à gestão e proteção dos ecossistemas, assegurando desta forma não só a sustentabilidade dos investimentos, mas também a própria existência de assentamentos humanos. Dito de outra forma, sem assegurar a sustentabilidade dos ecossistemas e das fontes de captação de água, arrisca-se qualquer investimento realizado para expandir a cobertura, com um alto custo econômico e social. Em particular, é preciso contar com uma legislação baseada no conceito de gestão integrada dos recursos hídricos, que responda adequadamente à natureza dos problemas que enfrenta o aproveitamento dos recursos e que esteja em sintonia com as concepções e práticas

da sociedade, e com uma autoridade reguladora da água que seja independente dos usos setoriais e que conte com poderes, atribuições e recursos de acordo com sua responsabilidade.

- Como os serviços de água potável e saneamento se beneficiam das externalidades positivas geradas pelos ecossistemas — tais como os serviços ambientais hídricos —, deveriam contribuir para financiar sua preservação, da mesma forma que todas aquelas atividades também favorecidas, como a agricultura irrigada e outras atividades econômicas (indústria, turismo, geração hidrelétrica, etc.). Nos países da CELAC existem diversas iniciativas de proteção de bacias com base em pagamentos por serviços ambientais; por exemplo, no Brasil, Colômbia, Costa Rica, El Salvador, Equador e Peru. O caso da Colômbia destaca-se por considerar dentro da tarifa dos serviços de água potável e saneamento uma taxa ambiental com a qual se busca assegurar a proteção e a despoluição de bacias e fontes de água. No caso do Chile, está incorporado nas tarifas o custo de aquisição dos direitos de água necessários para atender à demanda do serviço.

Tudo isso, somado aos progressos já obtidos, servirá de base para superar os futuros desafios que os países da CELAC deverão enfrentar em seu avanço rumo ao cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio e da agenda para o desenvolvimento pós-2015, que serão não só compromissos, mas imperativos na proteção e cumprimento do direito humano à água e ao saneamento. Estes esforços se inserem também na renovada ênfase da região em aprofundar o desenvolvimento sustentável e a luta contra a pobreza e a indigência. Neste processo conta-se com a valiosa experiência prévia de vários países da CELAC que, junto à experiência mundial nesta matéria, deveria servir como uma referência inestimável na definição de modelos de regulação e operação para a adequada prestação de serviços de água potável e saneamento.

Bibliografía

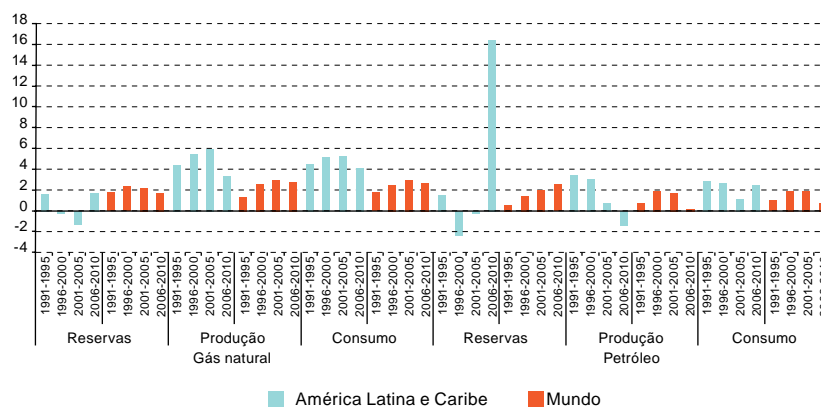
- ADERASA (Associação de Entes Reguladores de Água Potável e Saneamento das Américas) (2012), *Grupo Regional de Trabajo de Benchmarking (GRTB). Informe Anual - 2012. Datos año 2011*.
- BCN (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile) (2012), “Guía legal sobre: Convenio 169 OIT” [on-line] <http://www.bcn.cl/leyfacil/recurso/convenio-169-oit>.
- Berg, Sanford (2013), “Best practices in regulating State-owned and municipal water utilities”, *Documentos de Proyecto*, N° 542 (LC/W. 542), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento) (2013), “Energías renovables” [on-line] <http://iadb.org/es/temas/energia/energias-renovables,2653.html>.
- Bohoslavsky, Juan Pablo (2011), “Fomento de la eficiencia en prestadores sanitarios estatales: la nueva empresa estatal abierta”, *Documentos de Proyecto*, N° 381 (LC/W.381), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- CAF (Banco de Desenvolvimento da América Latina) (2013), “Equidad e inclusión social en América Latina: acceso universal al agua y el saneamiento”, *serie Reflexiones sobre Políticas Sociales y Ambientales*, N° 2.
- CEPAL (Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe) (2013), *Recursos naturales en UNASUR: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional* (LC/L.3627), Santiago do Chile, maio.
- _____ (2010), *La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe. Síntesis 2010* (LC/G.2474), Santiago do Chile.
- _____ (2009), “Editorial”, *Carta Circular*, No. 31, Red de Cooperación en la Gestión Integral de Recursos Hídricos para el Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe, Santiago do Chile.
- _____ (2004), *Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas* (LC/L.2132), Santiago do Chile, maio.

- CEPAL/IILA (Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe/Instituto Italo-Latino Americano) (2010), *América Latina e Caraíbi: la sfida dell' energia*, Hugo Altomonte e outros, Roma.
- Comunidade Andina (2008), *El cambio climático no tiene fronteras. Impacto del cambio climático en la Comunidad Andina*, Lima.
- Ducci, Jorge (2007), *Salida de operadores privados internacionales de agua en América Latina*, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID).
- Ducci, Jorge e Matthias Krause (2012), “Nota sobre regulación de empresas de servicios de agua y saneamiento de propiedad del Estado”, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), inédito.
- EIA (Administração de Informação Energética) (2012), “International Energy Statistics” [on-line] <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.
- Espinosa, Magaly (2008), “La experiencia del sector sanitario en Chile”, documento apresentado na Conferência Regional sobre políticas para serviços de água potável e esgotos economicamente eficientes, ambientalmente sustentáveis e socialmente equitativos, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), 23 e 24 de setembro.
- Ferro, Gustavo e Emilio Lentini (2010), “Economías de escala en los servicios de agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, Nº 369 (LC/W.369), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Garrido-Lecca, Hernán (2010), “Inversión en agua y saneamiento como respuesta a la exclusión en el Perú: gestación, puesta en marcha y lecciones del Programa Agua para Todos (PAPT)”, *Documentos de Proyecto*, Nº 313 (LC/W.313), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Hantke-Domas, Michael (2011), “Control de precios de transferencia en la industria de agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, Nº 377 (LC/W.377), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Hantke-Domas, Michael e Andrei Jouravlev (2011), “Lineamientos de política pública para el sector de agua potable y saneamiento”, *Documentos de Proyecto*, Nº 400 (LC/W.400), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- ICOLD (Comissão Internacional de Grandes Represas) (2013), “World Register of Dams (WRD)” [on-line] http://www.icold-cigb.net/GB/World_register/world_register.asp.
- JMP (Programa Conjunto OMS/UNICEF de Monitoramento do Abastecimento de Água e Saneamento) (2013), <http://www.wssinfo.org>.
- Jouravlev, Andrei (2013), “Los países de la región hacia los Objetivos de Desarrollo del Milenio y políticas sectoriales”, documento apresentado na Reunião de Peritos “Políticas tarifárias e regulatórias no âmbito dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM) e o direito humano à água e ao saneamento”, Santiago do Chile, 8 de julho.
- _____ (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*, Nº 332 (LC/W.332), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2004), “Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral del siglo XXI”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, Nº 74 (LC/L.2169-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2003), “Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, Nº 59 (LC/L.1954-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Jouravlev, Andrei e Miguel Solanes (2011), “Editorial”, *Carta Circular*, Nº 35, Red de Cooperación en la Gestión Integral de Recursos Hídricos para el Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).

- Justo, Juan Bautista (2013), “El derecho humano al agua y al saneamiento frente a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM)”, *Documentos de Proyecto*, Nº 536 (LC/W.536), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Lentini, Emilio (2011), “Servicios de agua potable y saneamiento: lecciones de experiencias relevantes”, *Documentos de Proyecto*, Nº 392 (LC/W.392), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2010), “Servicios de agua potable y saneamiento en Guatemala: beneficios potenciales y determinantes de éxito”, *Documentos de Proyecto*, Nº 335 (LC/W.335), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- McGranahan, Gordon e David Lloyd Owen (2006), “Local water and sanitation companies and the urban poor”, *Human Settlements Discussion Paper Series*, Instituto Internacional para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (IIMAD).
- Mekonnen, Mesfin e Aarjen Hoekstra (2012), “The blue water footprint of electricity from hydropower”, *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 16 [on-line] <http://www.waterfootprint.org>.
- OLADE (Organização Latino-Americana de Energia) (2012), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE) [on-line] <http://siee.olade.org/SIEE>.
- Prüss-Üstün, Annette e outros (2008), *Safer Water, Better Health: Costs, Benefits and Sustainability of Interventions to Protect and Promote Health*, Genebra, Organização Mundial da Saúde (OMS).
- Renzetti, Steven e Diane Dupont (2003), “Ownership and performance of water utilities”, *Greener Management International*, Nº 42.
- Rozas, Patricio (2013), “Notas introductorias sobre la regulación de prestadores públicos de servicios de agua potable y alcantarillado”, documento apresentado na Reunião de Peritos “Políticas tarifárias e regulatórias no âmbito dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM) e o direito humano à água e ao saneamento”, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), 8 de julho.
- Solanes, Miguel (2007), “Formulación de nuevos marcos regulatorios para los servicios de agua potable y saneamiento”, *Carta Circular*, Nº 26, Rede de Cooperação na Gestão Integral de Recursos Hídricos para o Desenvolvimento Sustentável na América Latina e no Caribe, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Solanes, Miguel e 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*, Nº 101 (LC/L.2397-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- UICN (União Internacional para a Conservação da Natureza e dos Recursos Naturais) (2012), “Small scale hydro power. Pacific Energy projects: Impacts on nature and people”, *Renewable Energy Fact Sheet* [on-line] http://cmsdata.iucn.org/downloads/hydro_power_pacific_renewable_energy_factsheets_2012_1.pdf.
- Vergès, Jean-François (2010), “Experiencias relevantes de marcos institucionales y contratos en agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, Nº 341 (LC/W.341), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Vickers, John e George Yarrow (1988), “Privatization: an economic analysis”, *MIT Press Series on the Regulation of Economic Activity*, Nº 18, Massachusetts, The MIT Press.
- WCD (Comissão Mundial sobre Represas) (2000), “Represas y desarrollo. Un nuevo marco para la toma de decisiones. Relatório final da Comissão Mundial de Represas” [on-line] http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/wcd_espanol.pdf.
- WWAP (Programa Mundial de Avaliação dos Recursos Hídricos) (2012), *The United Nations World Water Development Report 4: Managing Water under Uncertainty and Risk*, Paris, Organização das Nações Unidas para a Educação, a Ciência e a Cultura (UNESCO).

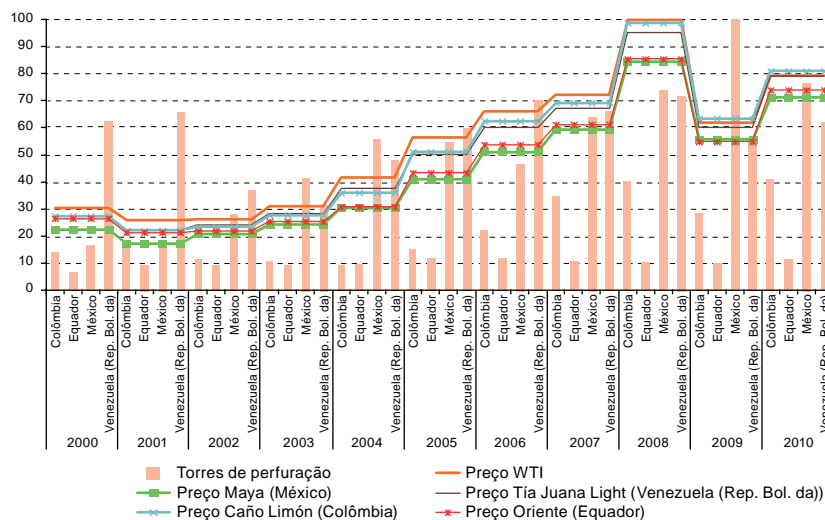
ANEXO

Gráfico A.1
**AMÉRICA LATINA E CARIBE E MUNDO: EVOLUÇÃO DAS RESERVAS,
 PRODUÇÃO E CONSUMO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL,
 POR QUINQUÊNIO, 1991-1995 A 1996-2010**
(Em porcentagens)



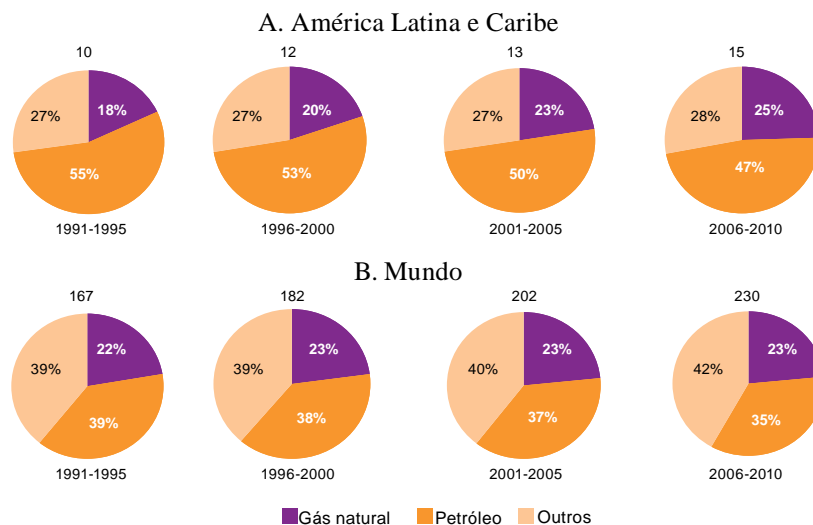
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy 2011, 2011 [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, World Oil and Gas Review 2010, 2010 [on-line] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

Gráfico A.2
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): EVOLUÇÃO DAS ATIVIDADES
 DE PERFURAÇÃO E DOS PREÇOS DO PETRÓLEO, SEGUNDO
 O TIPO DE PETRÓLEO BRUTO, 2000-2010^a**
(Em número de torres de perfuração e dólares por barril de petróleo)



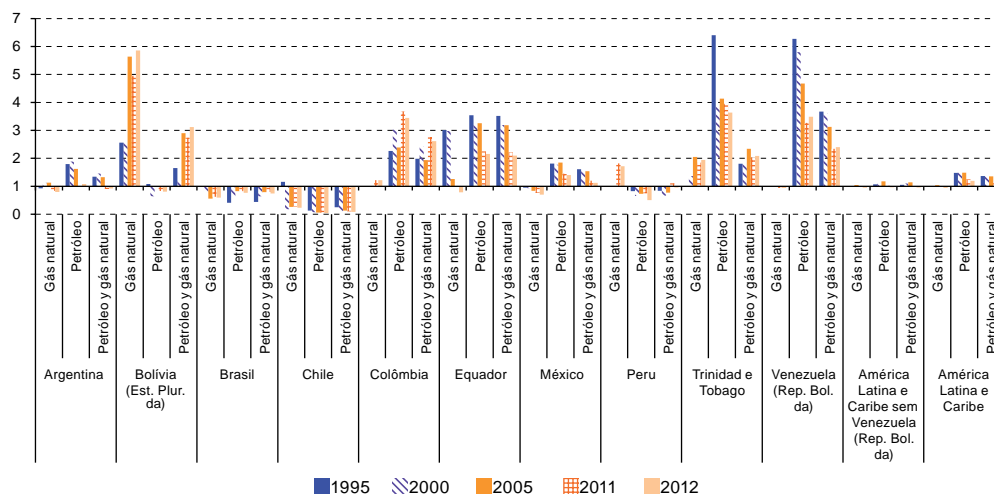
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Baker Hughes, “International rig counts”, 2012 [on-line] http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; Administração de Informação Energética (EIA), “Country analysis briefs”, 2011 [on-line] <http://www.eia.gov.us>.

Gráfico A.3
AMÉRICA LATINA E CARIBE E MUNDO: EVOLUÇÃO DA PROPORÇÃO DE HIDROCARBONETOS NA MATRIZ DE CONSUMO ENERGÉTICO PRIMÁRIO, POR QUINQUÊNIO, 1991-1995 A 2006-2010
(Em milhões de barris equivalentes de petróleo por dia e porcentagens)



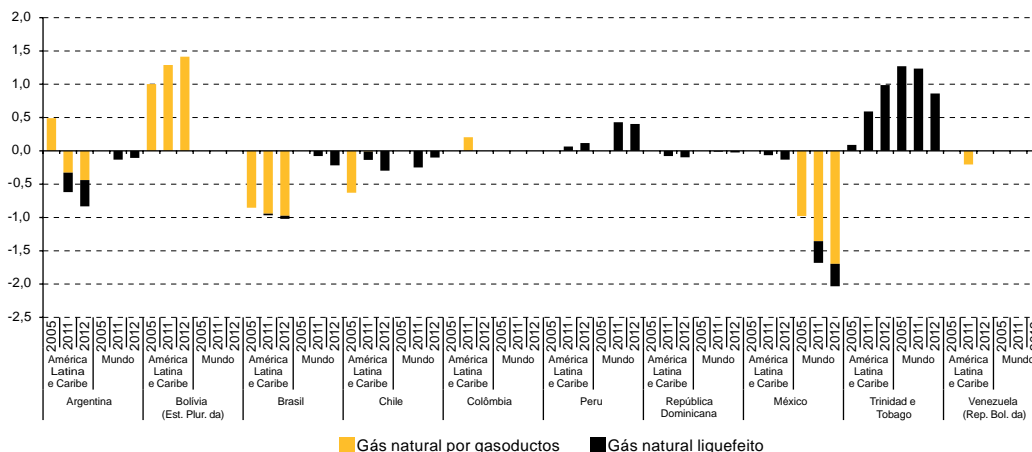
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy, 2011, 2011 [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

Gráfico A.4
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): RELAÇÃO ENTRE A PRODUÇÃO E O CONSUMO DE GÁS NATURAL E DE PETRÓLEO, 1995-2012



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy, 2011 e 2012 [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

Gráfico A.5
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): SALDO COMERCIAL DE GÁS NATURAL COM A REGIÃO E COM O MUNDO, 2005, 2011 E 2012^a
(Em bilhões de pés cúbicos por dia)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy 2013, Statistical Review of World Energy, 2012, Statistical Review of World Energy, 2011 e Statistical Review of World Energy 2006 [on-line] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a O saldo comercial refere-se à diferença entre exportações e importações.

Quadro A.1
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): PLANOS DE INVESTIMENTOS FUTUROS NO SETOR DE HIDROCARBONETOS, ATÉ 2017^a
(Em bilhões de dólares)

	Exploração e produção		Acréscimo na produção para 2020 a	Refinação, transporte e gás natural liquefeito (GNL)		Acréscimo na refinação para 2020 a	Sócios
	Rubrica	Valor		Rubrica	Valor		
Argentina	Desenvolvimento de recursos não convencionais (794 Bpc de gás natural) em Neuquén, Chubut e Santa Cruz. Recuperação de poços maduros.	28 de aporte de YPF	0,2 MMbd (aumento de 29%) em petróleo e líquidos 24 MMmcd (aumento de 23%) em gás natural	Gasoduto do Nordeste Argentino Utilização e ampliação plena de refinarias	9 de aporte de YPF	20 MMmcd em capacidade de transporte 37% de aumento da produção refinada de nafta e óleo diesel	YPF CNOOC Chevron Petrobras Sinopec
Bolívia (Estado Plurinacional da)	Desenvolvimento dos campos Caipipendi, Itai e Incahuasi. Exploração em Itaguazurenda e Camiri, entre outros. Usinas separadoras de líquidos Gran Chaco e Río Grande.	4-6	0,04 MMbd (aumento de 80%) em petróleo e líquidos 30 MMmcd (aumento de 70%) em gás natural	Fábrica de ureia e amônia Ampliação de redes de transporte Ampliação e construção de refinarias	3-4	1.000 t de ureia e amônia 0,04 MMbd (aumento de 80%) em capacidade de refinação	YPFB Petrobras Repsol Total S.A.
Brasil ^b	Desenvolvimento de campos de petróleo e gás natural do pré-sal (50.000 MMboe de petróleo e gás natural) nos reservatórios de Campos, Espírito Santo e Santos.	118 de aporte da Petrobras (inclusive entre 50 e 70 para pré-sal)	3 MMbd (aumento de 140%) em petróleo e líquidos 70 MMmcd (aumento de 150%) em gás natural	Usina de regaseificação de GNL no Ceará e Rio de Janeiro Refinarias para petróleo do pré-sal	95 de aporte da Petrobras	1,1 MMbd (aumento de 58%) em capacidade de refinação	Petrobras BG Exxon Mobil Statoil Repsol Sinopec Shell British Petroleum (BP)

Quadro A.1 (conclusão)

	Exploração e produção		Acréscimo na produção para 2020 ^a	Refinação, transporte e gás natural liquefeito (GNL)		Acréscimo na refinação para 2020 ^a	Sócios
	Rubrica	Valor		Rubrica	Valor		
Colômbia ^c	Ecopetrol, com mais de 16 milhões de hectares de concessão exploratória. Exploração e desenvolvimento nos reservatórios de Llanos, Catatumbo e Magdalena, este último com potencialidade de petróleo não convencional.	27 de aporte de Ecopetrol	0,25 MMbd (aumento de 30%) em petróleo e líquidos 7 MMmcd (aumento de 22%) em gás natural	Ampliação das refinarias de Cartagena e Barrancabermeja Ampliação em sistemas de transporte: Caño Limón-Coveñas, Llanos Orientales, Bicentenario, Oleoducto Central S. A. (OCENSA)	6 de aporte de Ecopetrol	0,2 MMbd (aumento de 60%) de diesel e gasolina 0,8 MMbd (aumento de 67%) na capacidade de transporte	Ecopetrol Pacific Rubiales Gran Tierra
Equador	Perfuração em Auca, Shushufindi e Cuyabeno. Recuperação melhorada em campos maduros.	3	0,1 MMbd (aumento de 20%) em petróleo e líquidos	Construção e ampliação das refinarias de Manabí e Esmeraldas	n. d.	0,3 MMbd	Petroecuador Petroamazonas ENI Repsol
México	Exploração nas bacias do Sureste, Tampico-Misantla (incorporação a reservas de 5.600 MMb de petróleo), em águas profundas do Golfo do México e em bacias gasíferas como Burgos-Sabinas e Veracruz. Potencialidade de hidrocarbonetos não convencionais nessas bacias. Melhores práticas, recuperação secundária e melhorada em campos maduros. Desenvolvimento de campos novos e de petróleo extrapesado. Projetos de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Burgos, Ayatsil, Tsimin.	107 de aporte de PEMEX	0,3 MMbd (aumento de 12%) em petróleo 16 MMmcd (aumento de 10%) em gás natural	Ampliação na refinaria de Salamanca e nova capacidade em Tula para petróleo tipo maya e resíduos, bem como projetos orientados a melhorar a qualidade dos combustíveis Ampliação de sistemas de transporte Ampliação da capacidade petroquímica	40 de aporte de PEMEX	0,47 MMbd (aumento de 36%) em produtos derivados do petróleo, principalmente gasolina 1,3 MMt (aumento de 36%) em produtos petroquímicos	PEMEX com sócios de contratos integrais de serviços como Petrofac Facilities, Dowell Schlumberger e outros
Peru	Desenvolvimento de campos Lote 67 (Paiche, Dorado, Piraña), Camisea, Bloque Z 2B (no mar) e blocos 39,143, 76 e 64, entre outros.	8-10	0,3 MMbd (aumento de 200%) em petróleo e líquidos 20 MMmcd (aumento de 70%) em gás natural	Gasoduto Andino Sur Gasoduto Norandino Ampliação da refinaria Talara Petroquímica	7	Modernização da refinaria Talara de gasolina e diesel e aumento de 0,03 MMbd (aumento de 45%)	Petrobras Perenco Hunt Oil Repsol Pluspetrol Petroperú Talisman
Venezuela (República Bolivariana da) ^d	Desenvolvimento da faixa petrolífera do Orinoco em blocos das áreas de Junín e Carabobo. Desenvolvimento de campos marítimos de gás natural em áreas da Plataforma Deltana e Mariscal Sucre.	110 de aporte de PDVSA	2 MMbd (aumento de 75%) em petróleo e líquidos 35 MMmcd (aumento de 40%) de gás natural para GNL	Ampliação da capacidade de refinação e de petróleo pesado nas refinarias de Cabruta, Santa Inés e outras GNL das áreas de Mariscal Sucre e Plataforma Deltana (adiado)	33 de aporte de PDVSA	0,8 MMbd (aumento de 60%) na capacidade de refinação	PDVSA CNPC ENI Chevron Repsol Statoil Total S.A. Consórcios russos e indianos

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em informação oficial dos países, das companhias e da imprensa escrita.

^a Bpc: bilhões de pés cúbicos; MMb: milhões de barris; MMbd: milhões de barris por dia; MMboe: milhões de barris equivalentes de petróleo; MMmcd: milhões de metros cúbicos por dia; MMT: milhões de toneladas.

^b Os dados sobre a Petrobras correspondem ao montante destinado ao Brasil de um total de 250 bilhões de dólares, conforme estabelece o plano de investimentos mundiais 2010-2015.

^c O montante da Colômbia corresponde somente à Ecopetrol, mas é significativo porque a empresa possui cerca de 70% do mercado colombiano. Não se conta com informação de outros operadores.

^d O plano de investimento total da PDVSA 2011-2015 alcança 143 bilhões de dólares para todas as atividades da indústria. Já que as atividades não estão desagregadas, estima-se que 77% do total (média mundial de gestões 2011-2012) serão destinados a atividades de exploração e produção e o resto a refinação, distribuição e comercialização.

AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): SISTEMAS FISCAIS PARA AS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS, 2012

País	Formas contratuais	Pagamentos convencionais ao Estado	Objetivo	Fato tributável	Base tributária	Alíquota	Outros tributos
Argentina	Os contratos são de concessão; a empresa adjudicatária deve pagar um bônus ao Estado quando assina o contrato de exploração ou começa a etapa de produção.	Royalties ou direitos de exploração	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Produção de hidrocarbonetos, considerando somente a produção computável.	Produção computável avaliada segundo o preço na boca do poço.	Geral de 12%, mas pode ser maior em algumas províncias.	Imposto sobre os lucros de 35%, imposto de selo de 0,5%, imposto sobre créditos e débitos bancários de 1,2%, imposto sobre bens pessoais de 1,25% e imposto sobre o valor agregado de 21%.
		Royalties ou direitos de exploração	Tributar as atividades de exploração e busca de reservas de hidrocarbonetos.	Exploração de áreas concedidas.	Quilômetro quadrado outorgado em cada concessão.	Define-se anualmente o valor econômico por quilômetro quadrado.	
		Direitos de exportação	Tributar as vendas de hidrocarbonetos ao mercado externo. Não é compensatório do valor da produção para o pagamento de royalties. Utiliza-se para diminuir o preço de partilha das exportações, ao deduzir do preço de referência internacional esta obrigação.	Exportação da produção de hidrocarbonetos líquidos e gasosos.	Preço final de exportação, com ajuste de qualidade.	Alíquotas variáveis e progressivas em relação ao preço de referência do petróleo bruto. Existem dois passos: i) Calcula-se a alíquota nominal levando em conta um preço de referência regulado de 60,9 dólares por barril. Se o preço internacional for menor que o valor de referência, a alíquota nominal é de 45%; se o preço internacional for inferior a 45 dólares, a alíquota será determinada em 90 dias. Se o preço internacional for maior que o de referência, a alíquota será determinada obtendo a porcentagem da diferença e esse resultado se soma aos 45% mínimos de alíquota aplicável. ii) Determina-se a alíquota efetiva dada por $1 - (1 / (1 + \text{alíquota nominal}))$ e o resultado obtido é aplicado à base tributária. Isenta-se desta carga fiscal 20% da produção exportável proveniente de reservatórios não convencionais a partir do quinto ano.	

Quadro A.2 (continuação)

País	Formas contratuais	Pagamentos convencionais ao Estado	Objetivo	Fato tributável	Base tributária	Alíquota	Outros tributos
Bolívia (Estado Plurinacional da)	Produção compartilhada, operação e associação. Atualmente há 44 contratos de operação que se referem a atividades de exploração e produção. Existem também contratos de sociedade de economia mista em áreas exploratórias.	Royalties e participação no Tesouro Geral do Estado	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Exploração e produção de hidrocarbonetos.	Para o mercado interno e externo: volume total produzido pelo preço médio ponderado de vendas no mercado, pela porcentagem de alocação dessas vendas sobre as vendas totais.	18% sobre o valor no ponto de fiscalização: i) 11% para o departamento produtor. ii) 1% para os departamentos do Beni e Pando. iii) 6% para o Tesouro Geral do Estado.	Também existem pagamentos por patentes, ou imposto sobre o valor agregado (13%) e o imposto sobre as transações (3%) para as vendas no mercado interno.
			Imposto direto sobre os hidrocarbonetos		A mesma base tributária que no caso dos royalties.	Sobre a base tributária, valor da produção no ponto de fiscalização. Aplica-se 32%.	
		Participação de YPFB	Participação da empresa estatal nos lucros gerados pelos contratos de operação.	Exploração e produção de hidrocarbonetos.	Lucros distribuídos segundo o Anexo F dos contratos.	Porcentagem variável e progressiva ante preços e fator de receita e custos (fator B) do operador. Decresce à medida que aumenta a produção do operador.	
		Patentes	Exploração de hidrocarbonetos de propriedade nacional.	Exploração de hidrocarbonetos de propriedade nacional.	Área explorada.		

Quadro A.2 (continuação)

País	Formas contratuais	Pagamentos convencionais ao Estado			Fato tributável	Base tributária	Alíquota	Outros tributos
		Objetivo	Objetivo	Objetivo				
Brasil	Utilizam-se três regimes: Sistema de concessão, mediante o qual se concede aos investidores particulares o direito de explorar o recurso, com licitação ou leilão das áreas petrolíferas.	Royalties	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Exploração e produção de hidrocarbonetos.	Valor da produção na boca do poço. Paga-se em função dos preços do mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.	Entre 5% e 10%, dependendo dos riscos geológicos, perspectivas de produção e outros fatores considerados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que fixa no contrato de concessão o valor definitivo. 15% para contratos de produção compartilhada.		
		Participações especiais	Impor uma participação especial aos campos de grande produção ou alta rentabilidade.	Rentabilidade superior ao fixado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).	Valor da produção uma vez descontados os royalties, os investimentos em exploração, os custos de produção, a depreciação e outros tributos. Como no caso anterior, a quantia exata será estabelecida no contrato de concessão. Aplicam-se alíquotas progressivas sobre a produção líquida de cada campo, de acordo com a localização, o número de anos e o volume de produção.	Oscila entre 0% e 40%. Isenção para contratos de produção compartilhada e para o regime de cessão onerosa da Petrobras.		
	Regime de cessão onerosa à Petrobras a partir de 2010. A partir da primeira rodada de licitação de áreas do pré-sal em 2013, estas licitações terão contratos do tipo produção compartilhada, cuja característica é uma participação mínima de 30% na produção para a Petrobras e isenção para certas cargas fiscais.	Bônus de assinatura, programa mínimo de trabalho e conteúdo local	Valores e percentagens que as empresas concessionárias oferecem por obter o direito a explorar os recursos de hidrocarbonetos nas áreas licitadas.	Adjudicação de áreas em licitação.	Montante econômico oferecido na licitação para obter a concessão de gás natural ou petróleo.	Não pode ser menor que o valor estabelecido pela ANP ao convocar a licitação. Bônus de assinatura oferecidos pelo licitante e não sujeitos a oferta em contratos de produção compartilhada.		
		Taxa de ocupação de área	Pagamento pelo uso do terreno especificado na concessão.	Realização de atividades de exploração dos recursos.	Quilômetro quadrado outorgado em cada concessão.	Expressados em reais por quilômetro quadrado durante as fases de exploração e produção, definidas em cada contrato. Isenção para contratos de produção compartilhada.		
		Pagamento ao proprietário da terra	Pagamento pelo uso do terreno especificado na concessão.	Produção de hidrocarbonetos em territórios brasileiros.	Produção bruta de petróleo e gás natural.	1%		
Chile	Contratos especiais de operação petrolífera (CEOP) em forma exclusiva ou em associação com a estatal Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Os empreiteiros adquirem a propriedade dos hidrocarbonetos uma vez produzidos. Contudo, sua comercialização está sujeita a regulação pelo Estado, que paga ao empreiteiro uma retribuição por seus serviços, em dinheiro ou produção, uma vez iniciado o desenvolvimento.	Imposto sobre a renda para as sociedades	Tributar lucros anuais pelas operações de exploração e produção de derivados de hidrocarbonetos.	Obtenção de lucros em território chileno por parte dos subscritores de CEOP.	A resultante de deduzir da receita total os gastos totais, e se reflete como lucro tributável nos resultados anuais.	17%	Ademais, aplicam-se as disposições da Lei do imposto sobre as vendas e serviços, contida no Decreto-Lei 825 de 1974, que fixam o imposto sobre o valor agregado em 19%.	

Quadro A.2 (continuação)

País	Formas contratuais	Pagamentos convencionais ao Estado	Objetivo	Fato tributável	Base tributária	Alíquota	Outros tributos
Colômbia	Contratos de associação. A exploração é feita por conta e risco do sócio privado em um período de exploração comercial conjunta de 22 anos, nos casos em que Ecopetrol decida participar na exploração dos campos. Contratos de concessão em que Ecopetrol também pode participar no leilão ou licitação pela adjudicação de blocos.	Royalties	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos.	Valor dos hidrocarbonetos na boca do poço.	Alíquota escalonada de 8% a 25%, segundo o volume de produção de petróleo. Os royalties do gás natural, também escalonados, são uma percentagem dos royalties do petróleo e dependem da origem da produção (por exemplo, terra firme ou alta mar) e da profundidade do reservatório. Desconto de 40% no pagamento de royalties e impostos para produtores de hidrocarbonetos não convencionais.	
		Direitos pelo uso do subsolo	Uso do território nacional para operações de exploração e produção.	No início de cada fase de prospeção e semestralmente na fase de exploração.	Dólares por unidade de superfície.	Anualmente publica-se o montante fixo que deve ser pago.	
		Direito por preços altos	Tributar as operações que superem as margens e as operações que superem os parâmetros de produção.	Quando a produção acumulada de hidrocarbonetos líquidos de cada área, incluindo o volume associado a royalties, superar 5 milhões de barris e se o preço do petróleo bruto superar o preço base ou quando a produção de gás destinado a exportação alcançar cinco anos e o preço US Gulf Coast Henry Hub superar o preço base.	Produção excluindo royalties.	Alíquota variável entre 30% e 50%.	
		Direito econômico como percentagem de participação na produção	Solicitar aos ofertantes no momento da licitação uma porcentagem da produção pela exploração de hidrocarbonetos. Este aspecto é relevante para a adjudicação.	Qualquer tipo de produção, inclusive os testes extensos de produção executados no período exploratório.	Produção excluindo royalties.	Fixo ou variável de acordo com a oferta da empresa privada na licitação.	
Equador	Contratos de serviços e contratos de reativação de campos marginais. Os contratos de serviços consideram o pagamento de uma tarifa fixa às companhias dentro de uma participação ativa das empresas estatais Petroecuador e Petroamazonas.	Royalties	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Produção de hidrocarbonetos.	Valor da produção na boca do poço, segundo o preço de faturamento, com cálculos diferenciados por qualidade dos hidrocarbonetos.	Varia de 12,5% a 18,5%.	
		Margem de soberania	Garantir uma receita mínima ao Estado ante situações de diminuição de preços.	Quando o preço do petróleo bruto for menor que o orçado.	Valor da produção na boca do poço.	25%	

Quadro A.2 (continuação)

País	Pagamentos convencionais ao Estado		Objetivo	Fato tributável	Base tributária	Alíquota	Outros tributos
	Formas contratuais	Formas contratuais					
México	Existente monopólio estatal ao longo de toda a cadeia. Contudo, PEMEX subcontrata serviços petrolíferos em perfuração, construção e outros.	Imposto sobre os rendimentos petrolíferos	Tributar os lucros líquidos das operações petrolíferas exceto as de exploração e produção.	Obtenção de lucro por parte de PEMEX e órgãos subsidiários.	A resultante de deduzir da receita total o total de deduções autorizadas.	30%	Imposto sobre a renda de 30% e sobre contratos futuros de 28%. Imposto empresarial com alíquota única de 17,5%. Imposto sobre depósitos em dinheiro de 3%. Imposto especial sobre produção e serviços.
		Direitos sobre os hidrocarbonetos: - Ordinário	Tributar a venda de hidrocarbonetos.	Venda de petróleo por PEMEX.	Valor de venda menos investimentos realizados e outros direitos que se pagam.	74% em 2008 71,5% em 2012	
		- Fundo de estabilização	Tributar preços excedentes sobre o nível de referência.	Venda de petróleo por PEMEX.	Preço de venda menos preço de referência.	Progressivo, de 1% ante um excedente de mais de 22 dólares e de 10% ante um excedente de mais de 31 dólares.	
		- Extraordinário sobre a exportação de petróleo	Tributar receita excedente por exportação de petróleo.	Exportação de petróleo a preços excedentes.	Preço ponderado do petróleo menos o preço estimado na Lei de Receita da Federação.	13,1%	
Peru	Contratos de licença do tipo concessão para a exploração e produção de hidrocarbonetos, celebrados entre PERUPETRO e o concessionário.	Royalties	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos.	Valor na boca do poço da produção de hidrocarbonetos fiscalizada.	Escala variável entre 5% e 25%, em função da metodologia escolhida pelo concessionário (escala de produção ou resultado econômico) e das estimativas de investimento e custos potenciais na área prevista no contrato.	Imposto sobre a renda. Aplica-se sobre o lucro da operação com uma alíquota de 30%.
Trinidad e Tobago	Contratos de concessão e produção compartilhada.	Royalties	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos.	Valor na boca do poço da produção de hidrocarbonetos fiscalizada.	Variáveis nos contratos. Historicamente entre 10% e 12,5% para petróleo e entre 0% e 15% para gás natural.	Imposto sobre a renda, alíquotas de 35% e 50%, em função da localização do reservatório no mar ou em terra firme, respectivamente.
		Imposto de desemprego	Compensar cidadãos desempregados.	Obtenção de lucros do petróleo.	Lucro tributável	5%	
		Imposto adicional/suplementar petrolífero	Tributar lucros extraordinários.	Vendas de petróleo, mas não de gás natural.	Receita bruta excluindo incentivos, em função da escala de preços médios do petróleo bruto.	0% -64%	
		Imposto sobre a produção petrolífera	Tributar a produção adicional.	Produção petrolífera superior a 3.500 barris por dia.	Mínimo entre 4% da receita por venda e a participação proporcional no subsídio petrolífero.	0,1%	
		Imposto para o "fundo verde"	Contribuir com recursos ao fundo.	Vendas de hidrocarbonetos.	Receita bruta		

Quadro A.2 (conclusão)

País	Formas contratuais	Pagamentos convencionais ao Estado	Objetivo	Fato tributável	Base tributária	Alíquota	Outros tributos
Venezuela (República Bolivariana da)	Lei Orgânica de Hidrocarbonetos e reformas que estabelecem o contrato de empresa mista com participação acionária de Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA) de ao menos 60%. Lei Orgânica de Hidrocarbonetos Gasosos. Não existe limite para a cota privada em contratos de exploração e produção de gás natural.	Royalties	Compensação econômica do Estado pela exploração de seus recursos naturais não renováveis.	Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos.	Valor da produção na boca do poço, com ajustes por gravidade e teor de enxofre.	Atualmente a alíquota do royalty petrolífero é de 30% e pode diminuir para 20% em jazidas maduras ou da faixa do Orinoco. A alíquota para o gás natural é de 20%.	
		Imposto superficial	Pagamento por desuso da área concedida para operações de exploração e produção.	Não utilização das áreas concedidas desde a assinatura dos contratos respectivos.	Área não explorada da concessão.	Cem unidades tributárias (aproximadamente 1.767 dólares) por ano e quilômetro quadrado. Aumenta anualmente se a situação persistir.	
		Imposto de extração	Tributar a exploração e produção dos hidrocarbonetos líquidos e gasosos.	Produção de hidrocarbonetos em território venezuelano.	Valor da produção na boca do poço, com ajustes por gravidade e teor de enxofre.	Alíquota de 33,33%, sujeita a dedução com o pagamento de royalties e contribuição especial.	
		Imposto de registro de exportação	Tributar as operações que gerem rendas maiores para os concessionários.	Exportação de hidrocarbonetos.	Valor de todos os hidrocarbonetos exportados de qualquer porto do território nacional considerando o preço real de venda.	Um por 1.000 (0,1%)	
		Contribuição especial	Obtenção de 50% da receita bruta gerada pela comercialização de hidrocarbonetos.	Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos em áreas delimitadas.	Pagamento anual da diferença entre 50% do valor da receita bruta e os pagamentos fiscais realizados pelas empresas mistas (na forma de royalties, contribuição especial, imposto sobre a extração, imposto sobre o registro de exportação e investimento em projetos endógenos, entre outros).		
		Contribuição especial sobre preços extraordinários e exorbitantes do mercado internacional de hidrocarbonetos	Tributar a diferença entre o preço internacional do petróleo bruto e o preço orçado ou o preço limite de referência.	Exportação ou transporte ao exterior de hidrocarbonetos líquidos ou venda desses produtos a PDVSA ou a qualquer de suas filiais num valor superior ao orçado.	Volume de hidrocarbonetos exportados, depois de deduzir os importados que se usam no processo produtivo.	Montante em dólares por barril, correspondente a uma proporção da diferença entre o preço internacional e o preço orçado ou o preço limite de referência (70 dólares por barril). O cálculo da proporção é cumulativo e se baseia na aplicação de alíquotas escalonadas de 20% a 95% sobre os diferenciais de preços estabelecidos segundo níveis e premissas de preços extraordinários e exorbitantes. Quanto mais elevado o preço internacional, maior a proporção da diferença de preços que se deve perceber.	

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).

