

Integración energética andino-brasileña

**Revisión de marcos jurídicos
nacionales y regional**

Milko Luis González Silva



Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales (Ildis)

**Integración energética andino-brasileña
Revisión de marcos jurídicos
nacionales y regional**

Milko Luis González Silva

Caracas, Venezuela
Febrero de 2006

© Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales (Ildis)

Apartado 61712, Chacao, Caracas 1060
www.ildis.org.ve

1ª edición, febrero/2006

Coordinación editorial y gráfica,
composición electrónica,
y diseño de portada: Javier Ferrini

Edición y corrección: Roberto Pérez León

Hecho el Depósito de Ley
Depósito Legal: If81120063301920
ISBN: 980-6077-45-8

El Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales (Ildis)
es la Oficina en Venezuela de la Fundación Friedrich Ebert

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	7
INTRODUCCIÓN	9
Capítulo 1	
SITUACIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN ANDINA Y BRASIL	13
Situación Andina	13
Situación por país	16
<i>Bolivia</i>	16
<i>Colombia</i>	19
<i>Ecuador</i>	22
<i>Perú</i>	25
<i>Venezuela</i>	27
<i>Brasil</i>	32
Capítulo 2	
INSTITUCIONALIDAD REGIONAL	37
El Pacto Andino	37
El tema energético se convierte en estratégico	41
Las interconexiones de hidrocarburos	46

Capítulo 3	
MARCOS JURÍDICOS NACIONALES	49
Situación regulatoria en la región	50
Marcos normativos por país	53
<i>Bolivia</i>	53
<i>Ccolombia</i>	57
<i>Ecuador</i>	63
<i>Perú</i>	65
<i>Venezuela</i>	70
<i>Brasil</i>	70
Conclusiones	81
Referencias	90

PRESENTACIÓN

En el contexto latinoamericano actual, la política energética ha venido asumiendo una importancia creciente como aspecto fundamental de los procesos de integración regional. Aún cuando el continente está todavía lejos de una verdadera integración energética, los conceptos e iniciativas asociadas con el tema han experimentado una interesante evolución a través del tiempo. En tal sentido, experiencias puntuales como la colaboración bilateral para el aprovechamiento compartido del potencial hidroeléctrico, las interconexiones eléctricas y de gas entre países vecinos y los acuerdos de suministro de crudo en condiciones preferenciales, han dado paso a propuestas más ambiciosas que podrían convertirse en alternativas viables a los esquemas integracionistas promovidos desde América del Norte. Entre estas iniciativas sobresalen por su importancia, las de Petroamérica y sus derivaciones en Petroandina, Petrocaribe y Petrosur, la propuesta de integración energética entre Venezuela y Colombia que incluye, como primer paso, la construcción de un gasoducto que permitirá llevar gas natural desde la Guajira Colombiana hasta el Estado Zulia-Venezuela- y, más recientemente, el proyecto de desarrollo de un gasoducto entre Venezuela y Brasil, destinado a suplir requerimientos actuales y futuros de gas en América del Sur. Algunas de estas propuestas son consideradas como pasos iniciales dentro de una estrategia de integración política, económica y social destinada a transformar, gradual y sostenidamente, a Latinoamérica en un polo de desarrollo mundial.

Sin embargo, a pesar de estas y otras propuestas impulsadas desde algunos gobiernos latinoamericanos, en los países de la región el debate en torno a la política energética y su relevancia como factor dinamizador de los procesos de integración, no se ha extendido con

suficiente fuerza a los actores políticos y sociales nacionales. Esta situación, no sólo limita las posibilidades de evaluar con suficiente rigor las ideas integradoras que se discuten en las cumbres presidenciales y foros intergubernamentales, sino que además, impide que desde las sociedades latinoamericanas se genere la suficiente presión para que las ideas integradoras se transformen en realidades concretas. Con base en esta consideración, a partir del año 2005, la Fundación Friedrich Ebert asumió el reto de promover el debate amplio y plural sobre propuestas, problemas y oportunidades asociadas con la integración energética en América Latina, y sus implicaciones políticas, económicas y sociales en los contextos regional, hemisférico y global.

La difusión de la presente publicación, titulada “Integración Energética Andino-Brasileña. Revisión de los Marcos Jurídicos Nacionales y Regional”, representa uno de los primeros pasos de esta iniciativa. Su autor, Milko Luis González Silva, analiza las diferencias y similitudes entre las legislaciones vigentes en materia de hidrocarburos de los países andinos y del Brasil, así como las características del marco regulatorio existente a nivel regional, y sus implicaciones sobre las posibilidades de integración regional en lo referente a petróleo y gas.

Como es usual en estos casos, las reflexiones, análisis y conclusiones contenidas en la presente publicación son de la exclusiva responsabilidad de su autor, y en nada comprometen al Ildis, oficina en Venezuela de la Fundación Friedrich Ebert, como organización que asumió la responsabilidad de promoverla y someterla al debate público.

Kurt-Peter Schütt
Director del Ildis
Representante en Venezuela de la
Fundación Friedrich Ebert

INTRODUCCIÓN

Los cambios político-militares en el orden internacional a partir de 1989, y la aceleración de la globalización como un fenómeno multidimensional de interconexión global, de notable relevancia en lo económico, estimularon cambios en las estrategias de todos los bloques regionales. La Comunidad Andina de Naciones (CAN), al menos en lo nominal, manifestó, a través de la Declaración de Galápagos, en 1989, el “Compromiso Andino de Paz, Seguridad y Cooperación” y la necesidad de formular un nuevo diseño estratégico para la orientación del grupo andino.

La nueva orientación estratégica, hecha explícita hacia 1995, tendría la particularidad de dar relevancia al tema energético como factor dinamizador del proceso integracionista y de los desarrollos nacionales de los países asociados. Los recursos naturales de los países, susceptibles de ser transformados en energía; los antecedentes existentes en materia de cooperación energética bilateral y el marco más amplio de las aspiraciones de una Zona de Libre Comercio han contribuido a la revalorización del tema energético en la CAN.

A la fecha, la CAN tiene más de tres décadas de fundada. En el presente puede ser asumida como una experiencia prolongada de cooperación y de aspiración regional de integración. Pese a las demoras y diversos obstáculos que ha debido enfrentar el proceso integracionista y a los grandes y complejos cambios globales-regionales en los últimos 15 años, las perspectivas parecieran ser mayoritariamente favorables. Todo ello, aun cuando el alcance de la integración ha cambiado.

De la aspiración inicial de una cooperación económica armónica y pragmática, en virtud de los postulados más ortodoxos de la inte-

gración entre países, se ha pasado a una aspiración más ambiciosa que comporta, no sólo la cooperación económica, cuya expresión más acabada sería una Zona de Libre Comercio y un Arancel Externo Común, sino una integración de pueblos donde las relaciones sociales y culturales emergen tan significativas como las económicas.

A lo antes señalado, y para abonar a favor de una visión ambiciosa de la integración regional, deben señalarse los esfuerzos hechos por la CAN, para trascender hacia una integración suramericana que genere alianzas con los países que hoy constituyen grupos como el Mercosur y los bloques regionales centroamericanos y del Caribe.

Dentro de esta nueva y más amplia estrategia de integración, resaltan dos aspectos: el primero de ellos, es la relevancia que se le ha dado en los últimos años al tema energético como factor estratégico y dinamizador de un proceso de integración más amplio, multidimensional y complejo; el segundo aspecto es, también en el ámbito energético, la asimilación de Brasil como uno de los socios comerciales y energéticos relevantes de los países que conforman la CAN, y del bloque en general¹. Sobre este aspecto, las perspectivas parecieran ser igualmente favorables. Por lo pronto, puede señalarse que un conjunto de condiciones claves están dadas, a saber:

- a) Todos los países de la CAN y Brasil, poseen volúmenes significativos de recursos naturales susceptibles para la generación de energía.
- b) Buena parte de los recursos naturales, susceptibles de ser convertidos en energía, poseídos por los países de la región y Brasil, son considerados energéticos predominantes en la actual matriz regional y global; es decir, los hidrocarburos, y particularmente el petróleo y el gas natural.
- c) Existe asimetría en la distribución natural de esos recursos por país.
- d) Existe asimetría en cuanto a las necesidades energéticas de cada país, lo cual fomenta las posibilidades de intercambio.
- e) Existe vecindad o continuidad geográfica entre los países de la CAN y entre algunos de éstos y Brasil. En el último caso, favorece

1. Un tercer aspecto significativo dentro del redimensionamiento de los objetivos estratégicos de la CAN, es la inserción de la región a una economía globalizada y cada vez más competitiva, sin que ello represente necesariamente la globalización y desarraigo de la región.

a Brasil ser vecino de los dos países con mayor potencial energético: Venezuela, en todas las fuentes primarias, y, Bolivia en gas natural.

- f) La existencia de una dilatada trayectoria regional en materia de cooperación económica y energética.

Al iniciarse la transformación de los mercados energéticos en los países de la región y Brasil, desde la primera parte de la década de los noventa del siglo XX, se da paso a una nueva dinámica en el proceso de integración. Uno de esos cambios –al menos en países como Colombia, Brasil, Venezuela–, es el aumento de la relevancia de los agentes privados. Actores de los mercados de electricidad, petróleo y gas natural, evidencian su ventaja con relación a los Estados y Gobiernos para evaluar las ventajas relativas entre los países y concretar las oportunidades de comercializar los intercambios a gran escala. Estos, sin embargo, tienen limitaciones dadas por las regulaciones.

En tal sentido, el objeto de esta investigación es indagar acerca del estado de la situación institucional; es decir, los marcos jurídicos de los países andinos y Brasil en materia de hidrocarburos². Todo ello con el fin de determinar si tal condición favorece u obstaculiza la integración energética de la región andina y de ésta con Brasil en este subsector energético.

El informe se estructura en tres capítulos y un conjunto de conclusiones-recomendaciones preliminares. El capítulo uno puede ser considerado como introductorio. Intenta dar una visión general del potencial energético de la región andino-brasileña, así como de cada uno de los países en particular. El objeto de ello es contar con un panorama general inicial acerca de cuáles recursos naturales, susceptibles de ser explotados y convertidos en energía, pueden ser aprovechables de manera conjunta por los países de la región, y cuya explotación deberá ser objeto de regulación.

El capítulo dos se refiere a la evolución de la institucionalidad regional en materia energética, expresada en diversos tratados o

2. Aun cuando lo relacionado con la concepción más contemporánea de instituciones no será desarrollado en este trabajo, a los efectos de éste se asumirá la noción de instituciones de Douglas North: las instituciones son las reglas o normas de “juego”; generan posibilidades y limitaciones a la iniciativa y son eficientes en la medida en que favorecen el crecimiento y desarrollo económicos (North, 1995).

acuerdos multilaterales suscrito por los miembros de la CAN y de ésta con Brasil.

El tercer y último capítulo corresponde a una evaluación de la situación actual de los marcos jurídicos (instituciones) de los países andinos y Brasil, con el objeto de poder determinar si en su estado actual favorecen o dificultan la integración andino-brasileña en materia de hidrocarburos.

Finalmente, las conclusiones-recomendaciones recogen el conjunto de apreciaciones principales derivadas de la revisión deductiva del tema objeto de estudio.

Capítulo 1

SITUACIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN ANDINA Y BRASIL

El presente capítulo tiene por objeto presentar un balance sucinto de la situación energética de la región andina y de Brasil, así como de los países andinos de manera individual. Esta revisión es realizada para evidenciar, por un lado, el potencial de recursos energéticos de los países objeto de estudio y, por otro, la asimetría en la distribución de éstos.

El inventario del potencial energético, contribuye a la generación de una visión inicial de conjunto sobre los recursos de la región, y de los países en particular, los cuales son objeto de regulación y susceptibles de ser asociados en su explotación a través de una integración energética.

Aun cuando el objeto fundamental de este trabajo es la revisión de los marcos jurídicos nacionales y en la regional en el subsector energético hidrocarburos, se ha considerado, dado el objeto de este capítulo, ampliar la revisión a aspectos relacionados, como lo es por ejemplo el reflejar también brevemente la situación del subsector eléctrico. En el caso de algunos países como Bolivia y Brasil, está íntimamente relacionado con el subsector hidrocarburos (gas natural en particular) para la generación de energía eléctrica.

Situación andina

La región andina posee un importante potencial energético. En conjunto los países de la región tienen significativas reservas de hidrocarburos (petróleo, gas natural y carbón), así como un alto potencial de recursos hídricos para la generación de energía eléctrica. No obstante, los mercados energéticos de estos países, en términos generales,

no han alcanzado todavía niveles de desarrollo significativos, salvo excepciones en algunos sectores como el petrolero en Venezuela y del gas en Bolivia. El potencial energético de la región está distribuido asimétricamente, lo cual es una condición que favorece las posibilidades de programas estructurales de cooperación energética.

En el caso del petróleo la región concentra aproximadamente 71% de las reservas probadas de crudos convencionales de América Latina³ y el Caribe. Venezuela es el país con mayores reservas, estimadas en unos 76 mil millones de barriles. Los países andinos, igualmente con Venezuela a la cabeza, aportan aproximadamente 38,66% de la producción petrolera latinoamericana y del Caribe.

Potencial petrolero regional			
País	Reservas Probadas (MMM barriles)	Producción (miles de barriles diarios)	Relación Reservas- Producción
Bolivia	-	-	-
Colombia	1.5	564	29.6
Ecuador	4.6	427	28.4
Perú	1.0	92	31.1
Venezuela	78.0	2987	71.5

Fuente: Elaborado con datos del *BP Statistical Review of World Energy*, junio, 2004.

Por lo pronto, en este subsector energético, el país que destaca con mayores posibilidades de expansión a largo plazo como exportador neto de petróleo es Venezuela, dado el volumen de sus reservas probadas. No obstante, en el presente este país presenta niveles de producción muy por debajo de su potencial.

Dada la significación de Venezuela en el concierto energético andino, su condición de país exportador neto y su relevancia política en el seno de la OPEP, vale la pena detenerse brevemente en este caso.

La dinámica del sector petrolero venezolano estuvo caracterizada en la última década por una vigorosa expansión de su actividad y producción hasta 1997-1998, para contraerse en los últimos cinco años. La contracción ha sido particularmente aguda en la actividad propia de Pdvsa, cuya producción ha caído en un millón doscientos mil barriles diarios (1.2 mbd) en los últimos cinco años. Esto ha sido par-

3. Se reconoce generalizadamente que América Latina y el Caribe es un área geográfica compuesta por unos 26 países.

cialmente compensado por una expansión de la actividad privada (convenios operacionales y asociaciones estratégicas) en unos 700 mbd en el mismo período, arrojando como resultado la contracción de la producción nacional en 500 mbd entre de 1997 y 2003. La producción nacional, por el contrario, se expandió en más de 1.2 mbd entre 1990 y 1997. Con lo cual la producción en 2003 fue de unos 700 mbd más alta que en 1990.

Actualmente, la producción del país está estimada en unos 2.5 millones de barriles diarios, de los cuales las compañías petrolera extranjeras aportas aproximadamente 1.1 millones de barriles diarios⁴.

Con relación al gas natural, no se han creado suficientes incentivos institucionales y económicos que potencien la expansión de estos mercados tanto a nivel regional como extra regional. Esto ha redundado en la falta de programas de expansión sostenida de la producción. Solamente Bolivia tiene actualmente condición de exportador. Por lo pronto las exportaciones de este país tienen carácter extra regional. Sus exportaciones están dirigidas fundamentalmente a Brasil y Argentina.

Reservas regionales de gas natural
(miles de millones de metros cúbicos)

País	Reservas	Producción anual estimada	Consumo estimado	Consumo para 2010
Bolivia	675.07	3.85	3.39	15.23 (25.55)
Colombia	204.00	8.08	6.23	10.3
Ecuador	28.60	0.38	0.09	0.8
Perú	246.36	1.87	0.82	7.9
Venezuela	4148.00	39.55	25.82	38.5

Fuente: elaboración con datos de *BP Statistical Review of World Energy*, junio, 2004.

En general, la oferta del subsector gas se podría resumir en la existencia de dos países con excedentes para exportación en el corto y mediano plazo (Bolivia y Perú), un país con excedentes para exportación a corto plazo (Colombia), un país con pocas posibilidades de expansión, incluso para cubrir requerimientos internos a largo

4. El aporte de las compañías petroleras extranjeras se reseña de acuerdo a informes de la Asociación Venezolana de Hidrocarburos (AVHI), que agrupa a las compañías petroleras extranjeras en Venezuela.< www.avhi.org>.

plazo dada sus limitadas reservas (Ecuador), y un país de grandes reservas que todavía debe definir su política gasífera de largo aliento (Venezuela).

En lo relativo al subsector eléctrico, los distintos países de la región no han tenido el mismo grado de desarrollo y transformación en la última década. Actualmente Bolivia, Colombia y Perú cuentan con mercados eléctricos establecidos; Ecuador con un mercado en desarrollo y Venezuela mantiene un modelo no sostenible a largo plazo con una estructura verticalmente integrada, mayoritariamente estatal.

Aun cuando existen varias interconexiones eléctricas entre países andinos, éstas han surgido de requerimientos menores en localidades fronterizas o por requerimientos de oportunidad, y no a partir de programas estructurales de cooperación.

En términos de la oferta eléctrica en la región, el componente hidráulico sigue siendo muy importante. Esto conlleva problemas relacionados con la seguridad de suministro en épocas de pluviosidad baja.

Características de la oferta y la demanda							
País	Hidro	Térmico	Total	%hidro	MW	GWh	Potencial instl. DDMax
Bolivia	336	629	965	35%	645	3.336	1.50
Colombia	8.026	4.238	12.264	65%	7.712	42.460	1.61
Ecuador	1.707	1.643	3.350	51%	1.954	9.881	1.71
Perú	2.860	3.210	6.070	47%	2.621	19.902	2.32
Venezuela	7.233	12.316	19.549	37%	12.000	61.94	1.63
Total	20.162	22.036	42.198	48%	-	-	-

Fuente: elaboración con datos de Olade, 2004.

En la región, existen coeficientes de instalación superiores en 50% a la demanda máxima del país, resaltando así el efecto de la reserva en una región que, a pesar de esos índices, tiene dificultad de suministro en años secos. Aunque la relación potencia instalada-demanda máxima es alta, no por ello se tiene asegurado el suministro debido a que la energía firme disponible por las centrales hidráulicas es reducida (Ecuador, Venezuela) y en otros casos la indisponibilidad de centrales térmicas es alta (Ecuador, Venezuela).

Situación por país

Bolivia

Este país cuenta con abundantes reservas de gas. Son las segundas más importantes de la región andina después de Venezuela. El capital privado tiene una importante participación y la regulación en general favorece la inversión privada. No obstante, uno de los principales problemas que enfrenta el país es la dificultad para monetarizar sus reservas, dado lo reducido del mercado interno. Una de las alternativas parciales para solucionar la deficiencia de absorción del mercado interno, fue la atención a mercados externos: Brasil y Argentina.

La comercialización del gas natural en el mercado interno boliviano comenzó en el año 1974 con el abastecimiento a la planta termoeléctrica de la Empresa Nacional de Electricidad y la fábrica de cemento, ambas ubicadas en la ciudad de Sucre. En 1981 el abastecimiento se extendió al sector industrial de la ciudad de Santa Cruz para la generación de eléctrica. Tres años después (1984), el plan de abastecimiento interno alcanzó a Cochabamba y La Paz, y en 1989 a Tarija, para impulsar las industrias del papel y el cemento. El año siguiente, son beneficiadas las ciudades de Oruro y Potosí.

Actualmente, el mercado interno boliviano está conformado por consumidores industriales, principalmente de generación eléctrica con plantas de ciclo combinado en departamentos de Santa Cruz, Cochabamba, Sucre, Potosí y La Paz.

El mercado interno de Bolivia está ubicado en el centro-oeste del país, mientras que los mercados de exportación están ubicados al este (Brasil) y al sur (Argentina), es decir opuestos al mercado interno. La ubicación del mercado interno con relación al de exportación y a los campos de producción no permite integrar los gasoductos troncales de exportación con la red de gasoductos internos, con el fin de aprovechar las economías de escala, para disminuir los costos de transporte de gas al mercado local.

Otro de los inconvenientes presentados por este país para expandir su industria del gas es la limitada infraestructura de transporte, en comparación con su potencial de oferta. Para aumentar las exportaciones a futuro, será necesario importantes inversiones en materia de infraestructura para transporte y procesamiento, tanto para fines internos como de interconexión con mercados foráneos.

Además de Argentina y Brasil, Bolivia también tiene la posibilidad de exportar volúmenes significativos de gas a Chile. Sobre este particular existen algunas consideraciones especiales. Dado que el gas boliviano no podría competir en precio con el proveniente de la cuenca argentina Neuquén, durante una primera etapa continuaría el abastecimiento de las ciudades chilenas de Santiago y Concepción con gas de Argentina; el déficit argentino sería cubierto con gas proveniente de Bolivia. A largo plazo, con un desarrollo adecuado de la infraestructura de transporte, Bolivia sería el proveedor directo de Chile.

Conexión gasoducto Bolivia-Brasil

Tramo	Longitud (kms)	Diámetro (pulgadas)
Río Grande (Santa Cruz)- Puerto Suares (front. Boliviana)	557	32
Corumbá (front. Brasileira)-Campinhas	1257	32
Campiñas-São Paulo	155	24
Campiñas-Porto Alegre	1100	32, 24, 20, 18, 16
Total	3069	-

Fuente: <www.petrobras.com.>; <www.ypfb.gov.bo.>

Actualmente, el país analiza posibilidades de exportar importantes volúmenes de gas natural licuado (GNL) a EEUU y México. La principal limitación a este proyecto lo constituye la carencia de salida la mar, lo cual obliga a negociaciones con Chile o Perú.

De cualquier manera, la expansión de la producción gasífera está inevitablemente asociada a un incremento de las exportaciones. Por las cantidades de oferta disponible, el costo de oportunidad es muy bajo, pero en la medida que disminuya la oferta crezca la demanda en la región los precios tenderán a subir.

Por otra parte, el subsector eléctrico boliviano está estructurado bajo la figura de mercado eléctrico mayorista de Bolivia (MEMB), el cual fue implementado en el año 1994. La generación fue subdividida en cuatro empresas privadas, las cuales cubrían con su despacho la mayor parte de la demanda –luego surgieron otras menores. Al comienzo el MEMB se caracterizó por la falta de competencia en el área de generación, dado el reducido número de participantes y la vigencia de un período de exclusividad para los mismos cinco años,

el cual caducó en el año 1999. Ese año el mercado quedó abierto para la participación de otras empresas de generación.

Los precios *Spot* de la energía resultaron mayoritariamente determinados por el precio de referencia del gas, mientras que los costos marginales de generación han fluctuado entre valores de 16 y 18 US\$/mw. Para los consumidores han variado entre 37.5 y 40.2 US\$/mwh.

A partir del año 2000 comienza una nueva etapa en el MEMB con la apertura de la actividad de generación a nuevas empresas. En 1997 el sistema se encontró en situación cercana al racionamiento, para luego pasar a una sobreoferta por la expansión en más de 247 mw del sistema eléctrico nacional. La sobreoferta contribuyó a una fuerte reducción en los costos variables de producción declarados por los generadores térmicos a fin de posicionarse competitivamente para la asignación de potencia firme y, de esta manera, asegurarse la remuneración por potencia; todo ello para forzar los precios de la energía en el mercado *Spot* hacia la baja.

En la actualidad, los precios en el MEMB resultan insuficientes para garantizar el normal funcionamiento de las empresas de generación, en particular aquellas que poseen importantes compromisos financieros relacionados con inversiones realizadas.

Colombia

La situación petrolera en Colombia es preocupante. En el presente, continúa el temor con relación a posible déficit de suministro por declinación de yacimientos nacionales (especialmente Cusiana –434 mil b/d– y Cupiagua, de los cuales se extrae buena parte del crudo producido en Colombia). Se estima que la declinación ronda en 15% y que de seguir esta tendencia, la autosuficiencia colombiana se vería afectada incluso antes de 2007. Las reservas probadas de petróleo están estimadas en 0.2 mil millones de barriles (relación reservas-producción: 7.3 años). La producción es de unos 464 mil barriles diarios y el consumo interno de unos 222 mil barriles diarios⁵. Los modestos excedentes son mayoritariamente exportados a EEUU.

Hasta la fecha, han sido poco exitosos los proyectos exploratorios emprendido por la empresa colombiana de petróleo, Ecopetrol, en asociación con pequeñas corporaciones petroleras internacionales.

5. Datos extraídos del *BP Statistical Review of World Energy*, junio, 2004, pp. 4-6.

No obstante, la corporación tiene entre sus planes para el año 2001 dar un impulso importante a las actividades exploratorias. Estas actividades, a diferencia de las que pretendieron en el año 2000 a través de licitaciones, serán canalizadas por ofrecimiento directo a empresas transnacionales petroleras. El número de proyectos exploratorios se estima en ocho, de los cuales se asumen como más significativos los que ya adelanta la *Occidental Petroleum* y la *British Petroleum* en campos de Niscota y Samoré, no obstante los colombianos guardan también expectativas positivas en posibles yacimientos en la región de Magdalena Medio. El proyecto Guandó, en el bloque Samoré, ha recibido fuertes críticas por parte de expertos y congresistas colombianos quienes señalan allí no hay las reservas anunciadas (200 mm/b) por las empresas que realizan el estudio exploratorio.

Adicionalmente, la corporación petrolera estatal colombiana debe enfrentar otros retos producto de su propia naturaleza estructural y del país, tales como:

- a) Rigidez jurídica y política en sus relaciones de asociación con corporaciones petroleras globales.
- b) Riesgos geológicos, dados por las pocas posibilidades de descubrimientos.
- c) Técnicas, por la existencia de estructuras geológicas complejas.
- d) Riesgos políticos-jurídicos, dados por la cambiante actitud de los gobiernos colombianos en materia de asociaciones petroleras.
- e) Riesgos de inseguridad dado por la inestabilidad interna colombiana causada por los conflictos entre guerrilleros, paramilitares, narcotráfico y Gobierno (especialmente los atentados permanentes a instalaciones petroleras).
- f) Riesgos en la debilidad financiera local colombiana y su poca fortaleza en los mercados financieros internacionales.
- g) Debilidad tecnológica.

Actualmente las reservas probadas de gas de Colombia están estimadas en unos 675.07 miles de millones de m³, las cuales son consideradas como suficientes para suplir la demanda interna. Sin embargo, la satisfacción de la demanda está garantizada sólo en el corto plazo. La acostumbrada autosuficiencia está amenazada. Estudios realizados por Ecopetrol indican que Colombia dispone de un importante potencial de hidrocarburos aún inexplorados, por lo cual el potencial podría incrementarse si se producen los incentivos normativos y económicos necesarios y se materializan cambios en la conflictividad política interna.

**Reservas de gas natural por región
(billones de metros cúbicos)**

Cuenca	Desarrollada	No desarrollada	Total
Centro Oriente	1.98	0	1.98
Pie de Monte	5.15	95.94	101.09
Casanare	0.51	0.23	0.74
Interior	2.55	0.54	3.09
Costa	58.73	22.31	81.04
Total país	68.92	119.02	187.94

Fuente: Ecopetrol

La caída en la exploración es consecuencia, en parte, de la regulación del precio en boca de pozo, el cual no responde a las tasas de retorno exigidas por los inversionistas en la industria y al riesgo que implica operar en ese país. Los precios fijados por el regulador son bajos, desincentivando la extracción de gas y fomentando su reinyección para sacar el petróleo.

Aproximadamente 50% de los volúmenes remanentes de gas tiene viabilidad concreta de comercialización (una buena parte de las reservas de Cusiana y Cupiagua compensando la declinación de los campos ubicados en la costa norte). El resto de las reservas probadas no tiene todavía mercado para monetizarse. La explotación de estas reservas depende de la valorización que adquieran en los mercados. Para el mediano y largo plazos, Colombia deberá expandir necesariamente sus reservas probadas de gas natural o de lo contrario deberá realizar importaciones, seguramente provenientes de Venezuela.

Es importante reseñar que Colombia es un país que en términos gasíferos está dividido en dos partes: la zona costera (Costa Atlántica) con reservas en Ballena, Chuchupa, Riohacha y Guepaje con un inmenso consumo de gas; y, la zona del interior, donde Cusiana, Cupiagua, Floreña, Pauto, Volcanera, Río Ceibas, La Salina y Opón, cuentan con una importante cantidad de gas, pero el mercado está todavía muy poco desarrollado. Sin embargo, la región cuenta con una importante infraestructura de transporte y distribución.

El mayor consumidor de gas en Colombia es el sector termoeléctrico. En el año 1999 absorbió 36,3% de la demanda total nacional de gas. No obstante, el consumo de este sector tiende a la volatilidad por la participación hidroeléctrica en la matriz energética nacional.

Con relación al subsector eléctrico, este comenzó una transformación profunda a partir del año 1994. Se creó una bolsa de energía con declaración de precios donde se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad que implica la existencia de un “despacho ideal” diferente al “despacho real” del sistema.

Pero, independientemente de la eficiencia de las normas aplicadas, el verdadero obstáculo para el desarrollo del mercado eléctrico colombiano y la competencia es el conflicto armado interno. Anualmente la guerrilla vuela más de 500 torres de transmisión y existen meses en los que al menos 12% de la red de transporte queda fuera de servicio. Esto hace que:

- a) Los agentes generadores aprovechan vacíos regulatorios y defectos del sistema de transporte para incrementar los precios.
- b) Se afectan las privatizaciones en el sector de la distribución. Colombia está vetada como destino de inversión por parte de varias empresas internacionales de energía.
- c) Los inversionistas extranjeros exigen mayores tasas de descuento a la hora de fijar tarifas, afectando al consumidor final.

Adicionalmente, todavía existe fuerte presencia estatal en el sector de generación. En repetidas ocasiones las centrales públicas distorsionan precios en el mercado mayorista, afectando la competencia y el libre juego de la oferta y la demanda.

La expansión del mercado está condicionada por dos aspectos:

- a) Precios considerados insatisfactorios por los generadores. La nueva metodología para estimar el costo del agua ha generado fuertes críticas por parte de los generadores hidráulicos; y,
- b) En el nivel tecnológico existen problemas de equidad, causados por la diversidad tecnológica en la generación (mecanismos de diseño en los mercados pueden afectar más a unas empresas que a otras).

Ecuador

Las reservas probadas de petróleo de Ecuador están estimadas en unos 4.6 millardos de barriles (relación reservas-producción: 29.6 años). La producción está por el orden de los 427 mil barriles diarios, mientras que el consumo interno es relativamente bajo: 134 mil barriles por día.

La década de los noventa se caracterizó por el crecimiento sostenido del sector petrolero de Ecuador. La expansión estuvo a cargo de compañías privadas mientras Petroecuador se contrajo a partir de mediados de la década.

Petroecuador conservó las áreas ya desarrolladas de mayor productividad y cedió a la inversión privada áreas prospectivas con poca o ninguna infraestructura. Esto explica que habiendo sido la inversión privada ocho veces mayor, su producción todavía no alcance aquella de la empresa estatal.

El crecimiento de la producción a lo largo de la década estuvo condicionado por la expansión de la capacidad de transporte de los oleoductos transandinos. La entrada gradual en operación del oleoducto de crudo pesado (OCP) a partir tercer trimestre de 2003, permitirá duplicar la producción en el próximo lustro.

Las exportaciones de Petroecuador han caído menos que proporcionalmente que su producción, ya que esta empresa ha sido la perceptora de la participación estatal en los contratos de participación. Estos han sido el principal vehículo de inversión privada en el sector petrolero de Ecuador.

La base de reservas probadas y la prospectividad geológica de Ecuador crea las bases para la expansión del sector en décadas por venir. El desarrollo del Proyecto ITT podría incorporar 200 mbd de producción a finales de la presente década.

La inversión necesaria para llenar el OCP y desarrollar el ITT, puede ser superior a \$10.000 millones en la próxima década. Con lo que ello significa en términos de crecimiento y creación de riqueza para el Ecuador⁶.

En lo atinente al gas natural, en Ecuador no existe un mercado gasífero. Las reservas de gas natural son muy pequeñas, así como su capacidad productiva; todo ello a pesar de que otro hidrocarburo, el petróleo, reporta importantes ingresos al tesoro nacional por su exportación. La mayoría de la reservas de gas están asociadas al petróleo. Todavía es mayoritariamente usado para reinyección en pozos para la producción de petróleo, o es quemado.

6. La información relacionada con el subsector petróleo en Ecuador fue elaborada con datos extraídos del *BP Estatistical Review of World Energy*, junio, 2004, pp. 4-6 y Espinasa, 2002.

El único campo de gas libre conocido es el campo La Amistad, frente a las costas de Guayaquil, con una reserva probable de 7.8 billones de m³. Este campo tiene cuatro pozos *offshore* en los que todavía no se han realizado la totalidad de las pruebas de producción. La empresa EDC Ecuador Ltd., subsidiaria de la empresa norteamericana *Samedam Oil Corporation*, tiene a cargo el desarrollo y la explotación del campo⁷.

En caso de aspirar este país a un aumento de la producción, tendría que enfrentar la falta de infraestructura adecuada. Para ello requiere de grandes inversiones de capital, dificultadas por la precariedad económica y financiera del país.

Como en la mayoría de los países de la región, el sector con mayor potencialidad de consumo es el termoeléctrico. Pero tomando en cuenta que el abastecimiento ecuatoriano está principalmente basado en la generación hidráulica, este mercado luce volátil y sin garantías de consolidación. Esto podría generar indeseables ineficiencias por el lado de la oferta eléctrica.

Siendo Ecuador un país exportador de petróleo, no hay incentivos a la sustitución de los combustibles de origen local por gas natural (incluso importado). Una motivación posible, estaría relacionada con los problemas de contaminación, especialmente en las ciudades de Quito y Guayaquil.

Con relación al subsector eléctrico Ecuador tiene una capacidad instalada de aproximadamente unos 3.350 mw, de los cuales 1.707 mw son hidráulicos (21%) y 1.643 mw (49%), son térmicos. De la capacidad instalada son sólo efectivos 3.118 mw. La mayor central del país es la hidroeléctrica de Paute con 1.075 mw. La generación termoeléctrica está constituida fundamentalmente por turbinas a vapor y por turbinas a gas que utilizan fuel oil y diesel.

Del consumo nacional, 53% ocurre en el ámbito de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (23%) y Emelec (30%), distribuidoras encargadas del suministro a las ciudades de Quito y Guayaquil, respectivamente.

7. El desarrollo del campo La Amistad está asociado con la construcción de la planta termoeléctrica Machala. Tendrá una capacidad nominal de 200 mw y el gasoducto submarino desde la plataforma de producción hasta la costa, tendrá una longitud de 65.83 kms., y desde la costa hasta la planta termoeléctrica, 5.24 kms.

Por otra parte, el Sistema Nacional Interconectado está formado por la llamada red troncal de transmisión con base en un anillo de 230 kv, de doble circuito, el cual alimenta las grandes centrales e inyecta energía a las 18 empresas distribuidoras interconectadas. La zona oriental del país no es todavía parte de la red.

Por último, puede señalarse que las reformas en el mercado eléctrico ecuatoriano son incipientes. El mercado mayorista empezó su operación sólo a fines de la década del noventa. Los problemas más relevantes presentados por este subsector energético van desde el racionamiento eléctrico, la reducción de las inversiones hasta otras restricciones que han entorpecido el desarrollo del mercado:

- a) Racionamientos eléctricos por falta de capacidad. Durante los períodos “secos” la central de Paute disminuye su aporte y deja al mercado con un déficit aproximado de 30 mw (el déficit se cubre con importaciones de Colombia).
- b) La volatilidad macroeconómica y la fuerte caída en la actividad productiva a fines de la década de los noventa y durante el año 2000, redujeron la inversión.
- c) No se ha avanzado en procesos privatizadores racionales, disminuyendo las posibilidades de competencia.
- d) La estructura tarifaria presenta graves problemas debido al desfase entre los precios internos y los niveles internacionales de los costos de producción, transmisión y distribución.
- e) La red de transmisión presenta saturaciones y restricciones solventables solamente con inversión.
- f) La cartera vencida de los distribuidores a generadores supera los 420 millones de dólares. Representa 60% de la facturación.
- g) Las restricciones en el sistema de transmisión, tales como líneas de transmisión y transformadores, ha dado lugar a sobre costos y a ineficiencia en el uso de la energía hidráulica.

Perú

El descubrimiento del campo de petróleo y gas Camisea en 1986, transformó sustancialmente el potencial hidrocarbúrico del Perú. Aun cuando no existe en ese país un mercado de gas importante hay perspectivas que cobre un mayor impulso en los próximos años, especialmente de cara a la exportación GNL y gas líquido. Actualmente las reservas de gas del país están estimadas en unos 198.17 billones de m³.

**Reservas de gas natural en Perú
(billones de m³)**

Cuenca	Probada (P1)	Probable (P2)	P+P2
Talara	6.43	6.25	12.68
Marañón	0.00	0.16	0.1
Aguaver	8.55	2.30	10.85
Camisea	183.21	178.39	361
Otras cuencas	0.00	0.86	0.86
Total	198.19	187.96	386.15

Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Perú, Secretaría Técnica.

La explotación de Camisea implica cuantiosas inversiones en el desarrollo del campo y en la construcción de la infraestructura de transporte necesaria para llevar el gas a los mercados. También tiene un peso importante las restricciones ambientales, las características geológicas del campo y las distancias de los centros nacionales de consumo.

Dado que el costo de un gasoducto está asociado a la posibilidad de una economía reproducción del gas a escala, las reservas de Camisea presentan el inconveniente de no tener correspondencia con una alta demanda interna. El mercado de Lima, por ejemplo, no es lo suficientemente grande ni tiene un potencial de expansión significativo como para justificar las inversiones. Perú estudia la forma de construir una planta de GNL con miras a la exportación a los mercados de la costa del Pacífico de Norte América y otra planta de gas líquido para producir *diesel oil* de alta calidad.

Por el lado de la demanda, el uso del gas natural como combustible es muy bajo y se encuentra localizado en el norte y en la selva central del país. El mercado de Lima no sería suficiente para justificar, como se indicó, el desarrollo del campo Camisea de cara a ese mercado.

No obstante, el desarrollo de un mercado del gas en Perú está completamente vinculado al desarrollo del campo de Camisea. Las reservas del campo están estimadas en unos 361 billones de m³ y unos 600 millones de barriles de condensados. Las reservas de este campo son las más grandes del país. La entrada en producción de Camisea incrementará la producción de hidrocarburos de Perú en 45%.

Para transportar estos hidrocarburos se están construyendo dos tuberías, una para transportar gas natural, de 714 kms de longitud y una capacidad de 285 millones de pies cúbicos por día. El poliducto será para transportar los líquidos del gas natural (propano, butano y condensados). Tiene capacidad por 50.000 barriles por día y tiene una longitud de 540 kms. Adicionalmente se construye una planta de fraccionamiento de líquidos.

Para el desarrollo del campo el gobierno nacional suscribió en el año 1998 un acuerdo con las compañías petrolera transnacionales Shell y Mobil, las cuales abandonaron el proyecto al año siguiente. El Gobierno organizó una nueva oferta para el desarrollo del campo, ganándola en esta oportunidad un consorcio integrado por Pluspetrol, de Argentina, *Hunt Oil*, de EEUU y la Corporación SK de Corea del Sur.

En cuanto al subsector eléctrico, está dividido entre el mercado libre y el mercado regulado. En el mercado libre los agentes participan por medio de contratos bilaterales o bien comercializando energía en el mercado *Spot*. En general, el desarrollo del sector eléctrico no presenta inconvenientes en cuanto a suministros futuros. Actualmente tiene una capacidad instalada de 6.070 mw, de los cuales 47% (2.860 mw) corresponden a plantas hidráulicas y 53% (3.210 mw) a centrales térmicas.

Las reformas introducidas durante la década pasada en Perú han dado algunos resultados positivos, pero han sido insuficientes. Todavía existen problemas estructurales de envergadura. Estos están relacionados principalmente con dos factores. En primer lugar, la forma como se hace la expansión: las señales actuales de expansión no han dado los resultados esperados. En segundo lugar, la complementariedad entre el mercado del gas y el eléctrico. Es necesario que la regulación de ambos mercados se alinie de tal forma que se complementen.

Venezuela

Venezuela es el país con mayor potencial energético del continente americano. Sus reservas probadas de crudos convencionales alcanzan los 76 mil millones de barriles, mientras que la Faja Petrolífera del Orinoco alberga las mayores reservas de crudos extrapesados del mundo, estimadas en unos 260 mil millones de barriles recuperables, técnica y económicamente. En la actualidad, consorcios conformados

por la petrolera estatal, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (Pdvsa) y compañías petroleras extranjeras, producen unos 500 mil barriles diarios de crudos sintéticos medianos y livianos a partir de la conversión de los crudos extrapesados de la Faja del Orinoco.

La dinámica del sector petrolero venezolano estuvo caracterizada en la última década por una vigorosa expansión de su actividad y producción hasta 1997-1998, para contraerse en los últimos cinco años. La contracción ha sido particularmente aguda en la actividad propia de Pdvsa, cuya producción ha caído en un millón doscientos mil barriles diarios (1.2 mbd) en los últimos cinco años. Esto ha sido parcialmente compensado por una expansión de la actividad privada (convenios operacionales y asociaciones estratégicas) en unos 700 mbd en el mismo período, arrojando como resultado la contracción de la producción nacional en 500 mbd entre 1997 y 2003.

El desempeño del sector petrolero venezolano muestra dos claras tendencias en el período 1990-2003. Una primera fase de vigorosa expansión de la producción entre 1990 y 1998. La producción del país se incrementa en más de 50% de 2.2 mbd a 3.4 mbd. La producción propia de Pdvsa se incrementa en más de 40% de 2.2 mbd a 3.1 mbd. La producción de Pdvsa se refuerza por la entrada de producción privada a través de convenios operacionales para la explotación de campos marginales, la cual se inicia en 1993 y para 1998 produce alrededor de 300 mbd.

Una segunda fase caracterizada por la severa contracción de la actividad propia de Pdvsa entre 1998 y 2003. La producción propia se contrae en más de 40%, pasa de 3.2 mbd a 2.0 mbd estimados para 2003. La contracción de la producción propia de Pdvsa es parcialmente compensada por el crecimiento de la producción privada en convenios operacionales, la cual alcanza 500 mbd en 2003, y la entrada en operación de las asociaciones estratégicas para la producción y transformación del crudo extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco, las cuales producirán alrededor de 450 mbd en 2003. La producción de petróleo del país se ha contraído en alrededor de 15%, unos 600 mbd, a partir de 1998 (Espinasa, 2003, p.6).

Las reservas probadas de gas de Venezuela son las mayores de la región y las octavas del mundo. Están por el orden de los 4.162 billones de m³. Estas, más las probables, alcanzan un aproximado de 5.266 billones de m³. No obstante, la estructura geológica de estas reservas presenta un reto para programas de expansión de mercado gasífero

venezolano a largo plazo, dado que 91% está asociado al petróleo. La condición de asociadas al petróleo coloca la mayor parte de las reservas en una situación dependiente de la explotación de petróleo.

Por otra parte, el país utiliza gran cantidad de gas en la recuperación mejorada de petróleo, que compite en corto plazo con la oferta para el mercado interno y para la exportación. Los altos precios del petróleo y los compromisos de recortes de producción, son los que regulan la disponibilidad de gas natural. A pesar de las grandes reservas, el mercado del gas venezolano está todavía retrasado en cuanto a desarrollo.

Reservas de gas natural

Cuenca	Probada (P1)	Probable (P2)	P1+P2
Asociadas	3.766	906	4.672
No Asociadas	396	198	594
Total	4.162	1.104	5.266

Fuente: Pdvsa Gas

En 2001, comenzó un proceso de apertura en el subsector gas para la participación privada en la explotación de las reservas no asociadas. Se licitaron 11 campos de los cuales seis fueron adjudicados. De los campos adjudicados, el más relevante es Yucal-Placer, dado que las reservas ya estaban consideradas como probadas. El objeto fundamental de la apertura gasífera fue promover la explotación de gas para abastecer, ante todo, el mercado interno, y para generar en el mediano plazo excedentes para la exportación. En el presente, la mayor parte del consumo de gas se ubica en las industrias de generación eléctrica, siderúrgica, petroquímica y de producción de cemento (el sector residencial solamente absorbe 5,8% de la demanda total nacional).

Otra de las características relevantes del mercado gasífero venezolano es que existen dos macro sistemas de transporte, ambos estatales, que no se encuentran interconectados y que atienden a dos submercados (occidental y oriental). Mientras la región occidental del país es deficitaria, dado que se hayan allí los yacimientos de petróleo y gas con más años de explotación, el oriente es superavitario. Ambas infraestructuras de transporte se encuentran concentradas en el norte del país.

El gobierno nacional venezolano trabaja en una estrategia para desarrollar el mercado interno del gas natural y extender la matriz de consumo con una mayor participación de la demanda residencial. El mercado podría crecer a una tasa de 3.5 interanual. Los proyectos en el sector *downstream*, de acuerdo a Pdvsa gas, incluyen las plantas de procesamiento de gas, terminales de exportación de GLN, proyectos de nuevos gasductos internos, la intercoexión de los dos sistemas de transporte existentes y una planta de gas líquidos.

Otras de las metas del país es convertirse en exportador neto de gas natural en 2009. También se espera duplicar la producción de líquidos de gas a 370.000 barriles por día. Un consorcio, liderado por Pdvsa, está formulando un proyecto para construir una planta de GNL en el Golfo de Paria: El proyecto de llama Gran Mariscal Sucre (GMS); la planta tendrá una capacidad de procesar 5.2 billones de m³ de gas al año. El abastecimiento provendrá de la explotación, ya en curso, de las reservas de la Plataforma Deltana (frente al Delta del Orinoco) y del norte de Paria. El proyecto sustituye al Cristóbal Colón, de manera menos ambiciosa.

El proyecto GMS, requiere de una inversión de \$ 4.6 mil millones; inicialmente los clientes potenciales son EEUU, Brasil y Francia. Otros proyectos significativos son:

- a) Aumento de la capacidad de la red de transmisión de 2 billones de m³ anuales a 3.2 billones por año en 2006 (entregada al sector privado).
- b) Ampliación de la red de distribución hacia el noroeste para abastecer a las ciudades de Valencia, Maracay, Barquisimeto y Maturín, centros urbanos que extenderán la matriz de consumo.
- c) Construcción de nuevas plantas de procesamiento de gas. En 1998 se suscribió un acuerdo con Acroven (consorcio encabezado por Nerón), para construir sobre el Complejo de Jose (estado Anzoátegui), dos unidades de tratamiento con una capacidad de 8 billones de m³ (\$ 450 millones). El proyecto culminó en 2001.

El expansión del mercado venezolano del gas depende de la resolución de situaciones estructurales como el aumento de la explotación del gas no asociado, la disminución del uso del gas para reinyectarlo a los pozos para la recuperación secundaria de petróleo y la interconexión de los dos grandes sistemas de transporte al norte del país, así como el desarrollo de nuevos gasductos que expandan la red.

Con relación al sistema y mercado eléctricos nacionales, y dada la importancia que estos aspectos tienen dentro del proyecto del gobierno nacional en cuanto al desarrollo social integral, hay que señalar que se encuentran en proceso de transformación; sin embargo, todavía existen mucha ambigüedad en la formulación de políticas concretas por parte del Gobierno con el fin de impulsar el desarrollo del sector. El manejo del sistema eléctrico nacional está a cargo del Ministerio de Energía y Petróleo, asesorado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), creado en 1992. El soporte técnico es proporcionado por la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (Fundelec). En 1999, se sancionó la Ley del Servicio Eléctrico, la primera en 100 años, con el fin de contribuir a la modernización del sector. La ley contempla la segmentación y desintegración de las actuales empresas de generación, transmisión y distribución garantizando el libre acceso a las actividades de transporte y distribución de energía. La Expansión del Sistema de Transmisión se hará de acuerdo con el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional.

El mercado presenta una importante debilidad en cuanto a la oferta dado que:

- a) Existe un déficit energético debido a la disminución de la capacidad del parque térmico. Presenta elevada obsolescencia y bajos niveles de eficiencia.
- b) 20 años de baja inversión en la red nacional de transmisión.
- c) Dificultades transitorias por años “secos” dado que aproximadamente 75% de la generación eléctrica es hidráulica.
- d) Insuficiencia de gas disponible para la generación hasta 2005.

Dificultades operativas, especialmente en la zona de occidente, obligan a expandir la red de transmisión, necesitándose la construcción de numerosas ampliaciones de transporte, a los fines de evitar el impacto negativo que sus restricciones traen en la operación del sistema y en el costo de generación.

En cuanto a la capacidad instalada de generación, las cifras nos confirman la preocupación gubernamental. Existen importantes proyectos de ampliación y repotenciación de la capacidad instalada de generación. La siguiente tabla resume las incorporaciones de generación previstas en el período 2000-2012. Se observa un incremento de capacidad en el orden de los 6.890 mw, frente a un crecimiento de la demanda de punta en el mismo período por el orden de los 4.600 mw.

Nueva capacidad de generación			
Período	Nueva capacidad de generación		(MW) Total
	Térmica	Hidráulica	
2001-2004	2862	522	3384
2005	200	696	896
2006		696	696
2011-2012		1914	1914

Fuente: Ministerio de Energía y Petróleo

Simulaciones sobre el mercado eléctrico venezolano (Mercados Energéticos, 2002), prevén precios altos debido a las restricciones de transporte que afectan el despacho económico de generación. Por lo pronto, la región más comprometida es el occidente del país, donde pueden existir potenciales condiciones de falta de energía para satisfacer la creciente demanda.

Consumo de energía eléctrica por sector		
Sector	GWh	%
Residencial	15.953	24,77%
Comercial	9.713	15,10%
Industrial	29.101	45,19%
Otros	9.622	14,94%
Total	4.389	100%

Fuente: Ministerio de Energía y Petróleo

Brasil

En los últimos años se materializó una disminución de la dependencia energética de Brasil, gracias al incremento de las reservas de gas y de la producción por parte de Petrobras (el aumento de la producción provino mayoritariamente de la cuenca de campos). No obstante, la compañía petrolera de capital mixto (estatal-privado), señaló que las limitaciones al crecimiento de la producción nacional están dadas por el aumento de las importaciones. Aun en el caso que el crecimiento económico sea alto (7% anual) los acuerdos firmados con Bolivia y las reservas propias son suficientes para cubrir la expansión de la demanda, al menos por un lapso de 20 años.

La participación del gas natural en la matriz de energía primaria es muy pequeña, apenas 2,7%. Para el presente año (2005), el gobierno nacional brasileño ha establecido una meta de 10% y para 2010 de 12%. El mercado gasífero brasileño es muy reciente y, por ende, tiene un desarrollo incipiente.

Las reservas probadas de gas de Brasil están estimadas en unos 225.97 billones de m³, las cuales son propiedad estatal (propiedad estatal). Las reservas han crecido de manera significativa en los últimos años.

Reservas de gas natural por cuenca en Brasil

Cuenca	Asociada	Probada Libre	Total
Sur+Sudeste	95.2	13.3	108.5
Noreste	30	27.5	57.5
Amazonas	33.8	26.1	59.9
Total	159	66.9	225.9
Porcentaje	70,4	29,6	100

Fuente: Petrobras

Con relación a la actividad de comercialización de gas natural de origen nacional, no se necesita la autorización de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), pudiendo ser ejercida por cualquier agente. Por el contrario, el gas natural importado puede ser comercializado mediante autorización de importación emitida por ANP y de acuerdo a los términos y condiciones que establece el reglamento.

En la actualidad, el país importa gas desde Bolivia y Argentina. La primera línea (Bolivia-Brasil), con el mayor volumen, abastece los mercados de los estados por los cuales pasa (Matogrosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul). La segunda línea (Argentina-Brasil), parte de la provincia argentina de Entre Ríos y llega a la ciudad brasileña de Uruguaiana, con una prolongación hasta Porto Alegre. El gasoducto está dividido en tres tramos. El primero, desde la frontera argentina hasta Uruguaiana, y el tercero están operativos; el segundo tramo está proyectado entre desde la frontera Uruguaiana y Porto Alegre⁸.

8. Un tercer gasoducto será el de La Cruz del Sur, con una extensión de 505 kms. y 24 pulgadas de diámetro. La mayor parte de la demanda está concentrada en los sectores petroquímico, termoeléctrico e industrial del estado Rio Grande do Sul.

A futuro, el abastecimiento de gas en Brasil pareciera no revelar problemas. El país cuenta con reservas de gas y con contratos a largo plazo para importación de gas desde Bolivia. Uno de los principales operadores de gas en Bolivia es Petrobras.

Las reformas en el subsector de hidrocarburos avanzaron con la creación del ente regulador ANP y con la privatización de los derechos de distribución en los principales centros de consumo. El predominio de Petrobras en el mercado conlleva a que su curso dependa de las políticas de la empresa.

En cuanto al subsector eléctrico, existen varios subsistemas de generación: norte, sur, sudeste-centro oeste y nordeste. En todos predomina las fuentes hidráulicas de generación, por lo tanto la totalidad del sistema eléctrico tiene una alta participación de la generación hidro, lo cual crea inconvenientes en los períodos de baja pluviosidad.

Capacidad instalada Brasil

Capacidad Instalada (mw)	82.319.446
Hidroelectricidad	77,99%
Termoelectricidad	18,36%
Otros	3,65%

Fuente: <www.aneel.gov.br>

De enero a marzo el sistema hidro puede entregar, en promedio, unos 40.000 mw; durante los meses más secos aporta unos 20.000 mw. La generación térmica alcanza unos 7.000 mw.

En la década de los noventa, el crecimiento de la oferta fue proporcionalmente inferior a la demanda, creciendo a una tasa de 3,3% anual. Mientras que en la década de los ochenta, había aumentado 4,8% anual. En los últimos cinco años el incremento de la inversión fue muy inferior al de la demanda, con lo cual se consumieron importantes reservas (Olade, 2003, p. 38).

En resumen, el sistema eléctrico de Brasil es altamente vulnerable. Más de 90% de la generación proviene de fuentes hidráulica. Una hidrología extremadamente desfavorable en 2001, así como la falta de expansión de la generación, debido al fracaso de la transición hacia un modelo de mercado causó la crisis en la oferta.

En aquella oportunidad, el Gobierno ejecutó un plan para obte-

ner 20% de reducción en la demanda, un programa de emergencia para aumentar temporalmente la oferta de energía y otro, estructural, para aumentarla permanentemente. Adicionalmente estableció en 2002 un nuevo plan para la revitalización del modelo del subsector eléctrico, reduciendo la demanda promedio a 33.000 mw y la máxima a 43.000 mw. Los planes de contingencia produjeron cambios estructurales en el comportamiento de la demanda. Los precios de la electricidad bajaron significativamente.

Capítulo 2

INSTITUCIONALIDAD REGIONAL

El presente capítulo tiene por objeto la revisión general de la institucionalidad regional en materia de integración y de integración energética, expresada en acuerdos multilaterales o bilaterales. La finalidad es identificar la “arquitectura” institucional de la región sobre los temas indicados y comprender su dimensión y alcance. Para ello se realiza, en términos introductorios, una semblanza de la CAN como fenómeno de integración regional y su evolución. Luego se particulariza la revisión al acotarla a aquellos que contemplen el tema energético de manera total o parcial, o que su naturaleza (económica, por ejemplo), resulten relacionables de manera justificada con el proceso de integración energética.

También el capítulo implica la revisión de la situación de las conexiones institucionales con otras regiones o bloques, particularmente Mercosur, como expresión de las posibilidades de un mercado energético integrado y ampliado.

Finalmente, se revisan brevemente, en términos ilustrativos, las interconexiones que en materia de hidrocarburos existen en la región, como expresión tangible y a favor, en tanto antecedente, de un proceso de integración ya comenzado.

El Pacto Andino

La Comunidad Andina de Naciones (CAN), es una organización subregional, con personalidad jurídica, surgida de un tratado multilateral, cuyo objeto fundamental es promover el desarrollo equilibrado y armónico de los países miembros en condiciones de equidad, a través de la integración y la cooperación económica y social.

La CAN surgió del llamado “Acuerdo de Cartagena” (comúnmente conocido como Pacto Andino), suscrito en 1969, en la ciudad de Cartagena de Indias, por Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú. Venezuela se integró en el año 1974, mientras que Chile se retiró en 1976.

El señalado acuerdo destaca:

El presente Acuerdo tiene por objetivos promover el desarrollo equilibrado y armónico de los países miembros en condiciones de equidad, mediante la integración y la cooperación económica y social; acelerar su crecimiento y la generación de ocupación; facilitar su participación en el proceso de integración regional, con miras a la formación gradual de un mercado común latinoamericano. Asimismo, son objetivos de este Acuerdo propender a disminuir la vulnerabilidad externa y mejorar la posición de los países miembros en el contexto económico internacional; fortalecer la solidaridad subregional y reducir las diferencias de desarrollo existentes entre los países miembros. Estos objetivos tienen la finalidad de procurar un mejoramiento persistente en el nivel de vida de los habitantes de la subregión (Acuerdo de Cartagena, 1969).

Los cinco países andinos comparten el hecho histórico de la independencia política de España desde un mismo proceder independentista, y el nacimiento republicano a través de la obra político-militar de Simón Bolívar. Representan una superficie contigua de 4.710.000 km², una población de aproximadamente 120 millones de personas y un producto regional bruto de unos 260 mil millones de dólares estadounidenses.

Después de 36 años, la CAN es una agrupación consolidada en términos institucionales y organizacionales, cuya expresión es el Sistema Andino de Integración (SAI), constituido por:

- a) Consejo Presidencial Andino.
- b) Secretaría General.
- c) Tribunal de Justicia.
- d) Universidad Andina Simón Bolívar.
- e) Consejo Consultivo Laboral.
- f) Consejo Consultivo Empresarial.
- g) Fondo Latinoamericano de Reservas (FLAR).
- h) Corporación Andina de Fomento (CAF).
- i) Parlamento Andino.
- j) Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores.
- k) Comisión Andina de Juristas.

De acuerdo a Jorge Manco, el proceso de integración andina tuvo una fase primera, que podría llamarse de regresión (1979-1987), y sería a finales de 1989, cuando el proceso de integración inició una etapa de progreso, gracias a la rápida convergencia de las estrategias de desarrollo y de las políticas económicas de los países del grupo (Manco, 2003). El tiempo y las diferencias en los ritmos en que los gobiernos las aplicaron generaron desacuerdo, como resultado el proceso comenzó a perder velocidad en 1992.

El protocolo de Quito, suscrito en 1987, así como las decisiones tomadas en las reuniones presidenciales de 1989 y 1991 modificaron profundamente el Acuerdo de Cartagena. Fueron introducidas nuevos principios y se cambiaron las prioridades del mecanismo a fin de convertirlo en un instrumento que reflejase los intereses de los gobiernos. Los nuevos principios incorporados son la primacía del mercado, la industrialización mediante las captaciones del capital extranjero, los mecanismos principales, los programas de liberación, el arancel externo común y la necesaria armonización de políticas.

De 1989 en adelante, los países de la región andina dieron un cambio significativo a su orientación económica. Primero Venezuela, posteriormente Colombia (ambos en 1989). Luego, en 1990, Perú. Adoptaron un modelo económico y de desarrollo orientado hacia afuera y en torno a una economía de mercado.

Las violaciones al Acuerdo se eliminaron con celeridad, el comercio se incrementó y hubo un rápido avance hacia la creación de la Zona Andina de Libre Comercio. Por ejemplo, en 1991, Bolivia y Ecuador finalmente iniciaron la reducción tarifaria a favor de sus socios andino, y las exportaciones intra regionales crecieron más del doble: de 1.039 millones de dólares en 1988 a 2.225 millones en 1992 (ibid., p.20).

La reunión presidencial de 1989 sirvió para que se acordara la conformación de un mercado común. En diciembre de 1991 se acordó que en enero siguiente se vencería el plazo para la creación de la Unión Aduanera. Con tal decisión se reducía en siete años el lapso inicial propuesto para su conformación (en 1989 se acordó crear la unión en 1999).

Por su parte, Perú propugnaba un Arancel Externo Común (AEC) con un solo nivel de 15% y la eliminación del subsidio a las exportaciones, pero Colombia y Venezuela no estuvieron de acuerdo. El gobierno peruano vetó la propuesta sobre el AEC en junio de 1992 y

luego se abstuvo de aprobarla. Los otros cuatro miembros la aprobaron en noviembre de 1994, y fue puesta en vigencia al año siguiente.

Ante los cambios globales que se generaron a partir de 1989 (desaparición de la Unión Soviética, fin del sistema internacional bipolar, fin de la Guerra Fría, agudización del fenómeno multidimensional de la globalización), el Pacto Andino se convirtió en impulso y protección para sus miembros. Ante los cambios mundiales la unión regional se vislumbraba beneficiaria de oportunidades. El acelerar el programa de liberalización permitiría incrementar las exportaciones intrasubregionales. La reducción de tarifas a terceros países reduciría la desviación del comercio y mejoraría la competitividad en el mercado internacional. Un mercado más amplio proveería cierta defensa ante el proteccionismo del mundo industrializado. A principios de los noventa la integración subregional era concebida como una manera de alcanzar mejores condiciones regionales de intercambio comercial, pero también como una manera de articularse con el resto del mundo globalizado en condiciones menos desventajosas, corriendo riegos en colectivo y capitalizando beneficios en conjunto. El incremento de las exportaciones y el mejoramiento de la competitividad se fijaron como objetivos.

No obstante, el enfoque giraba en torno de la teoría ortodoxa de la integración económica. Entre sus consecuencias estaba la supresión de mecanismos tales como la programación industrial conjunta y la reglamentación común a las inversiones extranjeras, o el tratamiento especial a los países de menor desarrollo relativo.

Los persistentes desacuerdos entre los distintos países por la velocidad y profundidad con las cuales aplicar la nueva estrategia conllevó a una desaceleración del proceso de integración económica a partir de 1992. En agosto de ese mismo año, una resolución convirtió a Perú, por solicitud de éste, en "observador", hasta 1996, de las discusiones más relevantes de la integración: Zona Andina de Libre Comercio, el Arancel Externo Común, la armonización de políticas y las negociaciones comerciales del bloque con otros países.

El retiro temporal de Perú de las deliberaciones se debió, en parte, al creciente déficit comercial andino ocasionado por las distorsiones de la competencia. Otras causas fueron la sobrevaluación de la moneda nacional, la inestabilidad económica por las altas tasas de inflación, de intereses e impositivas. De 1988 a 1992, Perú tuvo la tasa más baja de crecimiento y la más alta de inflación de toda la subregión.

Su moneda era la más sobrevaluada con relación al dólar y también respecto a las monedas andinas (ibid., p. 23).

También repercutió negativamente para el proceso de integración regional, la perspectiva que sobre la integración tenían entonces Colombia y Venezuela. Pensaban que una integración bilateral, al ser los países más grandes, les traería mayores beneficios. Dentro de esta estrategia también se consideraban los acuerdos con extra regionales con países de peso específico similar: México, Chile, Argentina.

A partir de 1999, y hasta el presente, con la más reciente propuesta de creación de Petroandina hecha por el Presidente de Venezuela, tendría lugar una renovación del proceso de integración, al aprobar el Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores, lineamientos para la política exterior común. También se procedió a establecer prioridades y se aprecia un impulso en las acciones del grupo andino. Se llevan acabo acuerdos de intercambio comercial intra regionales, sobre todo entre Ecuador y Colombia, y entre Colombia y Venezuela.

Pareciera que los países de la CAN siguen los lineamientos de una regionalización abierta, o en todo caso políticas asumidas individualmente tienen el marco de reformas estructurales que plantean al sector privado como el elemento dinamizador de la economía.

El tema energético se convierte en estratégico

Pese a su larga existencia, no sería sino hacia finales de la década de los noventa del siglo XX, cuando el tema energético cobraría relevancia especial y se convertiría en un nuevo punto de encuentro estructural para el fomento de la integración regional, dentro de un marco de expectativas más amplio como lo es el económico.

Así las cosas, en 1998 el Consejo Presidencial dio a la Secretaría General el mandato para la elaboración de bases para un programa de perfeccionamiento y profundización de la integración andina, y para el desarrollo de propuestas para el cumplimiento del objetivo de conformar el mercado común.

En correspondencia con el citado mandato, la Secretaría realizó los estudios pertinentes y el 23 de marzo de 1999 se publicó el documento "Bases para el perfeccionamiento y profundización del proceso de integración subregional" (Documento SG). El objetivo del documento es identificar las grandes líneas de acción que orientarían el proceso de integración andino en la formación de un mercado único y eficiente.

Uno de los grandes ejes identificados para el proceso de liberación de la circulación de bienes, servicios y factores productivos será el sector energético debido a que se encuentra directamente relacionado con las grandes inversiones y el crecimiento económico de los países de la CAN (Manco, 2002, p. 76).

La disposición a hacer de la cooperación energética un factor clave tanto en sí mismo como en calidad de dinamizador de un mercado común, fue reafirmada por la Reunión Presidencial de 1999 en Cartagena de Indias, donde se acordó la constitución del Mercado Común Andino en 2005.

Posteriormente, en 2001, fue firmado por el Consejo de Ministros el "Acuerdo para la interconexión regional de los sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía eléctrica"⁹. Solamente Bolivia no suscribió el acuerdo. Ese mismo año, el Consejo Presidencial Andino da a la Secretaría General el mandato de elaborar un programa de trabajo conducente al efectivo y pleno funcionamiento de la Unión Aduanera, a través de un Arancel Externo Común.

En un esfuerzo por dar continuidad a la voluntad política para la cooperación en torno de la energía, al año siguiente (2002), fue suscrita por los presidentes el Acta de Santa Cruz de la Sierra, donde destaca, en el mismo espíritu anterior, la importancia estratégica que los países andinos dan al tema energético. Al respecto puede leerse:

Conscientes de la creciente importancia estratégica de la temática energética en el hemisferio y de su interés para vigorizar la integración subregional andina, latinoamericana y hemisférica, los presidentes acordaron solicitar a la Corporación Andina de Fomento, la Organización Latinoamericana de Energía, el Banco Interamericano de Desarrollo y la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo, la preparación de un examen integrado del potencial energético de la subregión como factor estratégico para la seguridad energética regional y hemisférica. En ese sentido, los Mandatarios solicitaron que un primer informe sea presentado en ocasión de la IIa. Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de América del Sur, a realizarse en Guayaquil, Ecuador, el 26 de julio del 2002 (Acta de Santa Cruz, 2002).

De manera coherente con todas la manifestaciones de voluntad política, se creó en 2003 el "Consejo de Ministros de Energía, Electri-

9. Decisión 536 del 22 de septiembre de 2001. Disponible en <www.comunidadandina.org>

idad, Hidrocarburos y Minas” de los países miembros de la CAN. Aparte de la novedad existente en la creación de una suerte de consejo energético, se aprobó un “plan de acción” que incorporó la interconexión del gas natural como un nuevo componente de la política andina de integración energética. Por otro lado se determinó la adopción de acciones que armonicen los procesos de contratación de proyectos en los sectores eléctricos, hidrocarbúferos y mineros.

El plan de acción está fundado en tres pilares fundamentales:

- a) Construcción de mercados integrados de energía (electricidad y gas) a través de redes físicas y marcos regulatorios armonizados.
- b) La inserción en los mercados internacionales de hidrocarburos.
- c) La promoción del desarrollo empresarial privado en los países andinos y servicios de energía de alto valor agregado.

Las grandes líneas políticas fueron divididas de acuerdo a tipos de mercado y en la búsqueda de la participación privada:

- a) En el sector eléctrico-gasífero la meta es la construcción de mercados integrados. La estrategia planteada es el desarrollo de nuevas interconexiones eléctricas, así como la consolidación de las existentes (Colombia-Ecuador; Ecuador-Perú; Colombia-Venezuela; Perú-Bolivia), y desarrollar el marco jurídico comunitario para la armonización de los aspectos legales y los marcos regulatorios en los países miembros.
- b) En el sector hidrocarburos (entiéndase petróleo), la meta es la inserción en los mercados internacionales.
- c) Promoción del desarrollo empresarial privado en los países andinos y servicios de energía de alto valor agregado.

Por otra parte, es conveniente señalar que la ampliación o expansión de la integración energética andina, con lo cual Brasil sería considerada como un socio relevante de la CAN, ya ha avanzado a través de los acuerdos con otros bloques, Mercosur en particular (cabe recordar que Brasil forma parte de este acuerdo de integración regional), y por un acuerdo inicial firmado entre la CAN y Brasil el 16 de agosto de 1999. Este último es un acuerdo de alcance parcial de complementación económica, N° 39, el cual tuvo una duración de dos años.

Uno de los antecedentes relevantes es el Acuerdo de Complementación Económica N° 36, para el establecimiento de una Zona de Libre Comercio firmado en 1996 entre Bolivia y el Mercosur.

El 18 de septiembre de 1997 la CAN y el Mercosur firman “La Propuesta Andina de Acuerdo para el Establecimiento de la Zona de

Libre comercio Comunidad Andina-Mercosur". Los objetivos del acuerdo son:

- Establecer el marco jurídico e institucional de cooperación e integración económica y física, que contribuya a la creación de un espacio económico ampliado que tienda a facilitar la libre circulación de bienes y servicios y la plena utilización de los factores productivos, en condiciones de competencia y de equidad entre las partes contratantes;
- Formar un área de libre comercio entre las partes contratantes, mediante la expansión y diversificación del intercambio comercial y la eliminación de los gravámenes y las restricciones de cualquier orden que afecten el comercio recíproco;
- Promover el desarrollo y la utilización de la integración física, con especial énfasis en el establecimiento de interconexiones bioceánicas y en la progresiva liberación de las comunicaciones y del transporte fluvial y terrestre;
- Establecer un marco normativo para promover e impulsar las inversiones recíprocas entre los agentes económicos de las partes contratantes;
- Promover la complementación y cooperación económica, energética, científica y tecnológica; y,
- Promover consultas, cuando corresponda, en las negociaciones comerciales que se efectúen con terceros países y bloques de países extrarregionales (Propuesta Andina..., 1997)¹⁰.

Posteriormente, en 1998, fue suscrito en Buenos Aires el acuerdo marco para la creación de una zona de libre comercio entre la CAN y Mercosur. Esta propuesta inicial, fue nuevamente abordada en 2000 en la Reunión de los presidentes de América del Sur, durante la cual los jefes de Estado de la CAN y los de Mercosur decidieron iniciar negociaciones para establecer, en el plazo más breve posible (para entonces antes de 2002), la ya señalada zona de libre comercio. Al año siguiente (2001), en Asunción, Paraguay, se lleva a cabo otra reunión presidencial con el mismo objetivo.

En 2002 se firmó otro acuerdo de complementación económica entre Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay (países Mercosur) y Colombia, Ecuador y Venezuela (países CAN), para impulsar nuevamente el

10. Disponible en <www.comunidadandina.org>

área o zona de libre comercio, la cual entró en vigor a partir del 1º de julio de 2004¹¹.

Al año siguiente (2003), la Reunión de Ministros Mercosur-Comunidad Andina emitió el acuerdo de complementación económica para a favor de la zona de libre comercio. Uno de los aspectos relevantes del acuerdo es que los ministros destacaron la importancia de arribar, de manera pragmática y con la flexibilidad requerida, a un acuerdo equilibrado y beneficioso que tenga en consideración las asimetrías existentes, así como los intereses de todas las partes, e instruyeron a dichos equipos que, como criterio general, sus trabajos deberán apuntar a profundizar la integración y a generar comercio (Acta de reunión de ministros de Mercosur, 2003)¹².

Los esfuerzos de la CAN por trascender la integración andina en beneficio a un mercado más amplio y de mayores oportunidades de intercambio (orientada hacia el desarrollo económico y social de los pueblos), están reflejados en el acta del “Diálogo Presidencial sobre el Futuro del Proceso de Integración y su Proyección en Sudamérica”, la cual toma también en consideración el tema energético en términos extraregionales. Sobre este último aspecto resalta:

Interconexión eléctrica y gasífera

Manifestamos la importancia de impulsar el establecimiento de redes de interconexión eléctricas y gasíferas para fortalecer el desarrollo económico de nuestros países. Los países andinos, ricos en recursos energéticos, petroleros, gasíferos, carboníferos, e hidroeléctricos deben utilizar con un criterio de cohesión social estas ventajas comparativas para potenciar su desarrollo y promover la equidad. Ejemplos que debemos promover a nivel andino son proyectos tales como los de interconexión eléctrica realizados entre Colombia y Ecuador, y entre Colombia y Venezuela, este último de reciente operación, y el actualmente en construcción entre Ecuador y Perú, además de la propuesta de interconexión gasífera entre la

11. Es conveniente resaltar algunos datos interesantes. En cuanto a exportaciones, los dos principales productos que exporta la CAN a Mercosur son el gas natural y petróleo. El principal producto de importación de la CAN desde Mercosur es el petróleo. Las exportaciones desde la CAN hacia Mercosur son liderizadas por Bolivia (exportaciones de gas natural), con 44%; luego está Venezuela con 23%, Perú con 20%, Colombia con 9%, y Ecuador con 4%. Con relación a las exportaciones, Perú ocupa el primer lugar con 29%; Colombia, 24%; Venezuela, 17%; Bolivia y Ecuador con 15% (ibid.).

12. Disponible en <www.comunidadandina.org/documentos/actas/act15-12-03.htm>

Guajira Colombiana y la ciudad de Maracaibo en Venezuela que permitirá crear un corredor desde el oriente venezolano hasta Panamá y Centro América y las alianzas energéticas “Petrosur” y “Petrocaribe” actualmente en desarrollo por Venezuela con Argentina y Brasil y con los países del Caribe, respectivamente (Diálogo presidencial..., 2004)¹³.

Finalmente, además de los acuerdos con Mercosur, la CAN adelanta negociaciones para firmar un acuerdo de complementación económica con tres países del Mercado Común Centroamericano (MCCA) –Guatemala, El Salvador, Honduras. También están en curso negociaciones con EEUU y Canadá. Con relación a este último país, existe un acuerdo de Entendimiento de Cooperación en Materia de Comercio e Inversiones (1999).

Las interconexiones de hidrocarburos¹⁴

Una de las formas más tangibles como pueden expresarse los procesos de integración, más allá de los acuerdos y las declaraciones entre gobiernos, es a través de las interconexiones, las cuales aplican para el sector eléctrico e hidrocarburos, particularmente gas natural. Dada la naturaleza de esta revisión, nos restringiremos a las gasíferas relacionadas con los países que hasta ahora se han abordado.

En términos de los mercados y con excepción de Colombia, en todos los países en estudio la infraestructura gasífera resulta muy insuficiente, o incluso inexistente. Es por ello que una de las condiciones fundamentales para incrementar la producción de gas será ampliar, en algunos casos construir, las redes internas de gasoductos, así como los internacionales en torno de mercados viables.

El primer intercambio de gas entre dos países latinoamericanos, y que involucra a un país andino, fue entre Argentina y Bolivia. El acuerdo comenzó a aplicar en 1972 y concluyó en 1999. El gasoducto tenía 500 kilómetros de longitud en territorio boliviano. En la localidad fronteriza de Yacuiba (Bolivia), conectaba con el extremo norte del sistema de gasoductos argentino, hasta llegar a Buenos Aires. A

13. Disponible en <www.comunidadandina.org/documentos/actas/doc/doc12-7-04.htm>

14. La descripción de las conexiones existentes, de los proyectos y de las especificaciones fue construida con información de los informes Olade, 2002, p.28 y ss; Olade, 2003, p. 123 y ss; “Integración energética en el Mercosur, 20001, p. 57 y ss.

partir de 1999, Bolivia cambió el flujo de sus exportaciones de gas hacia Brasil. En la actualidad, existen exportaciones bolivianas nuevamente a Argentina y existe continuidad para Brasil.

Las interconexiones existentes son:

a) De Bolivia a Argentina:

- 1- Gasoducto Bermejo-Ramos. Desde el campo boliviano de Bermejo hasta el campo Ramos en Argentina. Tiene 5 kms. de longitud, 12 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 1.5 mmm³/día. Inició operaciones en 1988.
- 2- Gasoducto Madrejones-Campo Durán. Desde campo Madrejones (Bolivia), hasta la refinería de Campo Durán (Salta, Argentina). En operación desde 2001.

b) De Bolivia a Brasil:

- 1- Gasoducto Bolivia-Brasil. Comienza en la planta de compresión del campo Río Grande (Santa Cruz, Bolivia) y abastece a San Pablo y los estados del sur de Brasil hasta Porto Alegre. Tiene 3.150 kms. de longitud, 32 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 32 millones m³/día. Comenzó a operar en mayo de 1999.
- 2- Gasoducto San Miguel-Cuiabá. Une Santa Cruz, Bolivia, con la Ciudad Cuiaba, Matogroso, Brasil. Abastece de gas una planta termoeléctrica de 480 mw, tiene 626 kms de longitud, 18 pulgadas de diámetro y una capacidad máxima de 10 millones de m³ por día.

Por otra parte, los proyectos en construcción son dos: Gasoducto Cruz del Sur-Argentina-Uruguay; y el Uruguaiana, entre Argentina y Brasil. En el caso del segundo llevará gas desde Entre Ríos (Argentina) a una planta eléctrica en Uruguaiana (Brasil). Tiene 440 kms. de longitud, 24 pulgadas de diámetro y capacidad de 12 millones de m³ por día. Está proyectada su expansión hasta Porto Alegre, con 615 kms. de longitud y 20 pulgadas de diámetro.

Adicionalmente existen un conjunto de proyectos existentes en Sudamérica, los cuales se hayan en distintas fases de estudio. Todos involucran a países andinos y a Brasil. En tal sentido encontramos:

a) De Argentina a Brasil:

- 1- Gasoducto de Mercosur: vincularía los campos gasíferos del norte de Argentina (Salta) con San Pablo (Brasil) y un ramal a Asunción del Paraguay (3.100 kms., 36 pulgadas de diámetro; capacidad de 24 a 25 millones de m³ por día).

- 2- Gasoducto Austral: uniría los gasíferos del sur (Cuenca Austral) de Argentina, con Montevideo (Uruguay) y luego Porto Alegre (Brasil) (3.700 kms; 36 pulgadas de diámetro; capacidad de 31 millones de m³ por día.
- b) De Bolivia a Chile:
 - 1- Gasoducto Villamontes a Tocopilla y Mejillones en el norte de Chile (850 kms.; 20/16 pulgadas de diámetro; capacidad de 31 millones m³ por día.
- c) De Bolivia a Paraguay:
 - 1- Gasoducto Trans-Chaco: De vuelta Grande en Bolivia a Asunción en Paraguay de 846 kms.; 22 pulgadas; capacidad de 6.9 millones de m³ por día.
- d) De Bolivia a Perú:
 - 1- Sale de La Paz y llega a Iló (Perú). La longitud es de unos 400 kms. ; la capacidad de unos 10 millones de m³ por día.
- e) De Perú a Bolivia:
 - 1- Del campo de Camisea (Perú) a Carrasco en Bolivia: 900 kms.; 36 pulgadas de diámetro; capacidad de 40 millones de m³ por día. A largo plazo este gasoducto permitirá llevar gas de Camisea al mayor mercado de Brasil.
- f) De Perú a Brasil:
 - 1- De Camisea a San Pablo pasando por Porto Velho de 3.550 km de longitud; 32 pulgadas de diámetro; capacidad de 30 millones de m³ por día.
- g) De Colombia a Venezuela: existe la firma de un acuerdo de entendimiento (2005) entre los gobiernos de Colombia y Venezuela, y está en desarrollo el estudio binacional. En una primera etapa el flujo de gas sería de Colombia hacia Venezuela, pero previendo un posible déficit futuro en Colombia por agotamiento de las reservas y asumiendo la futura conexión de los sistemas de gasductos del oriente y el occidente venezolano, el flujo luego sería invertido.
- h) De Colombia a Ecuador: con 700 kms. de longitud y una inversión de unos 280 millones de dólares, parte de Cali y llega hasta Quito (Ecuador). La capacidad será de unos 4 millones de m³ por día.

Capítulo 3

MARCOS JURÍDICOS NACIONALES

Dado que esta primera aproximación está referida al ámbito de los hidrocarburos (petróleo / gas natural), se considera conveniente revisar, ante todo, el marco jurídico interno de los países objeto de estudio, con el fin de precisar las coincidencias y contradicciones que pudieran surgir desde este ángulo en abono o dificultad de un proceso de integración.

En tal sentido, el objeto de este capítulo es la revisión de la situación general normativa (marco jurídico) de los países de la región y de Brasil en materia de hidrocarburos. La extensión de los marcos normativos de algunos países, fundamentalmente abultados por resoluciones y decretos, como el caso de Colombia, obliga a acotar el estudio a los instrumentos jurídicos más relevantes, como las leyes orgánicas de hidrocarburos, y que son conceptualmente seminales para formulación de instrumentos jurídicos o normas de menor rango.

La revisión de las leyes de hidrocarburos, se realizó de acuerdo a criterios como naturaleza de la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos¹⁵, disposición de la ley a la participación privada en el negocio de los hidrocarburos, competitividad del sector vista a

15. En realidad, existen varios tipos de regímenes de propiedad sobre las minas. El primero de ellos es de accesión. "Se conoce como tal a aquel que le atribuye la propiedad del petróleo y de las minas al dueño del suelo donde se encuentren. Considera que no son bienes independientes del terreno, al contrario forman parte del mismo, y pertenecen la propietario por accesión" (Balestrini, 1994, p. 67). El otro sistema es el *res nullius* o "cosa de nadie". Esta modalidad de la propiedad sobre las minas señala que el propietario de una mina será aquel que la descubra o aquel que llegare a ocupar alguna que encontrara abandonada. Es decir, en principio, "considera las minas como cosas sin dueño, susceptibles de ser apropiadas por quien la descubra" (ibid.). En el

través del la tributación y, particularmente, a través del porcentaje de regalía.

En algunos casos se ha considerado pertinente dar a conocer la estructura administrativa fundamental de acuerdo al nivel de importancia que la legislación de cada país le ha dado y en atención a que en algunos casos son consecuencia de recientes reformas en el sector de los hidrocarburos.

Situación regulatoria en la región

Desde principios de la década de los noventa del siglo pasado, todos los países de la región andina han emprendido reformas importantes en materia de regulaciones para sus negocios e industrias energéticas, tanto en el subsector hidrocarburos como en el eléctrico. Así, por ejemplo, en la década señalada, la mayoría de los países actualizaron sus leyes de hidrocarburos o equivalentes: Bolivia, 1996; Colombia, 1994; Perú, 1993. Ecuador y Venezuela lo hicieron en 2001. El caso de Brasil no fue diferente, actualizó su ley de hidrocarburos en 1997. En el subsector eléctrico de todos los países de la región, sucedió también una actualización legal durante la misma década.

El espíritu mayoritario de las reformas ha sido impulsar la modernización, operatividad y competitividad de los mercados energéticos nacionales. Muchas de ellas, propiciaron la incorporación y en otros casos la expansión la participación privada.

En el subsector gas, por ejemplo, pueden apreciarse significativas reformas particulares que generó una nueva institucionalidad en cada país. En el cuadro siguiente se intenta recoger la síntesis de esos cambios.

caso del sistema regalista (el cual, como se señaló, ha sido el siempre aquel con el cual se ha definido el régimen venezolano de propiedad sobre las minas), puede ser definido aquel donde “el Estado ejerce una propiedad simbólica, una especie de tutoría de las minas, las cuales no explota directamente, obligándose legalmente a otorgarlas en concesión a las personas que cumplan con las formalidades del denuncia minero” (ibid.). Dentro de este régimen, el Estado está obligado a otorgar las concesiones mineras para su explotación a quien cumpla con los requerimientos que la ley establezca. Finalmente, existe el sistema dominial, el cual puede definirse como aquel “mediante el cual la propiedad de las minas e hidrocarburos pertenece al Estado, pero éste puede explotarlos directamente u otorgar concesiones facultativamente” (ibid.).

Estructuras institucionales y marcos regulatorios por reforma						
Funciones Básicas	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela	Brasil
Diseño política sectorial	Viceministro de Finanzas y Desarrollo Económico	Ministerio de Energía y Minas		Ministerio de Energía y Minas	Ministerio de Energía y Petróleo	Ministerio de Minas y Energía, el Consejo Nacional de Energía, la Agencia Nacional del Petróleo.
Supervisión, acción regulatoria	Superintendencia de Hidrocarburos	Ministerio de Energía y Minas y CREG		CNE y DGH	Ministerio de Energía y Petróleo	Agencia Nacional del Petróleo.
Reglas y normatividad técnica	Superintendencia de Hidrocarburos	CREG		CNE, DGH y Perupetro	Enagas	Agencia Nacional del Petróleo.
Reglas y normatividad operativa	Superintendencia de Hidrocarburos	CREG		CNE	Enagas	Agencia Nacional del Petróleo.
Diseño y aprobación de tarifas	Superintendencia de Hidrocarburos	CREG		CTE	Ministerio de Industria / Ministerio de Energía y Petróleo	Agencia Nacional del Petróleo.
Autorización de concesiones	Viceministro de Finanzas y Desarrollo Económico	Ministerio de Energía y Minas		CNE, DGH y Perupetro	Ministerio de Industria / Ministerio de Energía y Petróleo	Agencia Nacional del Petróleo.
Supervisión de la competencia	YPFB	-		CNE, DGH y Perupetro	Enagas	Agencia Nacional del Petróleo.
Planeación de la expansión	-	-		-	Ministerio de Industria / Ministerio de Energía y Petróleo/ PdvsA	Ministerio de Minas y Energía, El Consejo Nacional de Energía, La Agencia Nacional del Petróleo.
Calidad del servicio	YPFB	CREG		-	Enagas	Agencia Nacional del Petróleo.

Fuente: La Integración Energética en el Pacto Andino, Mercados Energéticos, Buenos Aires, 2000; elaboración del autor según la Ley de Hidrocarburos de Brasil.

Significado de acrónimos en el cuadro:
Bolivia: YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos;
Colombia: CREG: Comisión Reguladora de Energía y Gas
Perú: CNE: Consejo Nacional de Energía; CTE: Comisión de Tarifas de Energía; DGH: Dirección General de Hidrocarburos
Venezuela: Enagas: Ente Nacional del Gas; PdvsA: Petróleos de Venezuela S.A.

La vinculación del sector privado en cada segmento del sector es el siguiente:

Vinculación capital privado						
Sector	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela	Brasil
Producción	Dos empresas (originadas en la capitalización de YPFB) tienen permisos de exploración y explotación de recursos. Otros privados pueden acceder a áreas de prospección y exploración. Estas compañías tienen participación de YPFB (50%) pero el control operativo está en manos de privados.	Algunas áreas y sectores fueron comisionados por contratos de concesión, los plazos de concesión son variables y pueden ser extendidos por acuerdo entre las partes. En otros casos, las compañías trabajan en asociación con Ecopetrol o tercerizadas por ella. La exploración se basa en contratos de riesgo participativo y/o en <i>Joint Ventures</i> con Ecopetrol. Los gastos de exploración y producción son soportados por éstas y luego reembolsados por Ecopetrol.	Los hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos son controlados por Petroecuador. Algunas compañías extranjeras comenzaron a operar en 1993 pero las diferentes subsidiarias de la empresa estatal controlan tanto el <i>upstream</i> como el <i>downstream</i> .	La ley permite un rango amplio de participación del sector privado, con mecanismos de ajuste regulados por los balances de oferta y demanda y precios regulados. Los servicios son desarrollados por prestarios privados (a través de una licencia)	Las actividades de producción del gas asociado están restringidas a Pdvs. Se han licitado permisos de exploración y de explotación a empresas privadas (solas o en participación con Pdvs) para producir gas libre. Pdvs es el comprador de todo el gas producido. Las actividades de compresión, procesamiento y tratamiento del gas pueden ser realizadas por terceros subcontratados por Pdvs o en asociación con ella.	Petrobras (empresa de capital mixto -50% público), es la principal explotadora de hidrocarburos, no obstante compañías privadas pueden también realizar negocios y operaciones aguas arriba mediante concesiones otorgadas por la Agencia Nacional del Petróleo.
Transporte	La compañía de transmisión originada en la capitalización de YPFB mantiene un 50% de participación de esta pero la portoría y los controles son privados.	La mayoría de los gasoductos pertenecen a empresas privadas sobre bases tipo BOMT <i>Build-Operate-Maintain-Transfer</i> . Ecopetrol mantiene diferentes participaciones "no operativas" sobre los activos. Promigas controla la capacidad		Empresas del sector privado pueden construir, operar y mantener bajo su propiedad sistemas de gasoductos para uso propios y de terceros. El sistema permite el	El transporte a través de las instalaciones existentes está en manos de Pdvs. Existen diversos proyectos para privatizar estas instalaciones pero falta definición de la modalidad de contratación. Nuevos gasoductos (o expansiones de	Las actividades de transporte, al igual que las de exploración y de explotación, son monopolio de la Unión. No obstante, pueden ser ejercidas por particulares

	de transporte para mover el gas desde boca de pozo hasta las zonas de distribución.	acceso abierto con precios libre (reglados).	los existentes) podrían ser construidos y operados por empresas privadas mediante acuerdos de transporte.	mediante concesión.	
Distribución	Las empresas de distribución son licenciadas por región o ciudad con una concesión para prestar el servicio en forma monopólica por área. Los precios son controlados y en el futuro el servicio de <i>broker</i> y <i>marketers</i> será autorizado de modo que los productores podrán acceder al mercado.	El servicio de distribución es un monopolio regional operado por compañías privadas con plazos a vencer antes de 2014 y tarifas reguladas. El contrato prevé algunos riesgos del distribuidor, pero el <i>training</i> de gas no es parte del acuerdo de concesión. La concesionaria debe operar como empresa de servicio público. Promigas participa en distribución en asociación con empresas privadas.	La distribución de gas es considerada un servicio público, con precios fijados por el acuerdo de concesión. Las distribuidoras son concesiones para prestar el servicio dentro de una determinada región geográfica bajo un esquema monopólico.	Los precios de distribución están fijados por el Estado, con un esquema de regionalización según las condiciones de cada mercado y los desbalances producidos por la disparidad entre oferta y demanda	Mediante concesiones los privados pueden participar en el negocio de la distribución en competencia con Petrobras. Las tarifas son fijadas por la Agencia Nacional del Petróleo.

Fuente: La Integración Energética en el Pacto Andino, Mercados Energéticos, Buenos Aires, 2002, elaboración del autor según la Ley de Hidrocarburos de Brasil.

Marcos normativos por país

Bolivia

A fines de 1993 tuvo lugar un nuevo proceso de modernización del Estado en Bolivia. El sector de energía fue uno de los afectados a través de cambios en la política energética y modificaciones en el marco legal. Se produjo una reorganización institucional del sector hidrocarburos y la capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Como resultado de la capitalización del sector hidrocarburos, YPFB dejó la actividad productiva para transformarse en la contraparte boliviana en los contratos de riesgo compartido, en representación del Estado, suscrito con las empresas privadas petroleras que operan *upstream*.

A partir de las reformas, el marco jurídico que rige para el subsector hidrocarburos es:

- a) Constitución de la República de Bolivia.
- b) Ley de Ministerios del Poder ejecutivo (1993).
- c) Decreto Reglamentario de la Ley de Ministerios del Poder Ejecutivo (1993).
- d) Ley N° 1600 o Ley del Sistema de Regulación Sectorial (Sirese) (1994). Mediante esta ley se crea la Superintendencia de Hidrocarburos con la finalidad de regular, controlar y supervisar aquellas actividades originadas en las concesiones y licencias: transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos, refinación e industrialización de petróleo, comercialización interna de productos refinados de petróleo y gas natural. Evitar prácticas monopolistas y precautelar los intereses de la sociedad.
- e) Ley N° 1689 o Ley de Hidrocarburos (1996).
- f) Reglamento de la Organización Institucional del Sector Hidrocarburos (1996).

Mediante los señalados instrumentos legales se dividieron las atribuciones normativas, reguladoras y fiscalizadoras en tres entidades del Estado totalmente autónomas:

- a) Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (originariamente denominada Secretaría de Energía). Dependiente del Ministerio de Desarrollo Económico del Poder Ejecutivo, con las atribuciones normativas de proponer, elaborar, ejecutar y efectuar el seguimiento de las políticas sectoriales, promocionar la inversión en el sector hidrocarburos, nombramiento de oficio y recibir solicitudes para nominación de áreas para la exploración, así como otorgar permisos para reconocimiento superficial.
- b) Sistema de Regulación Sectorial (Sirese). Se creó, como se señaló, por medio de la Ley 1600 de 1994, con el objeto de regular, controlar y supervisar las actividades en los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, aguas y cualquier otro sector que en el futuro fuera sometido a regulación. El área particular del Sirese para los hidrocarburos es la Superintendencia de

Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial. Este ente regula las actividades del Downstream, transporte de petróleo, sus productos refinados, gas natural, refinación de petróleo e industrialización y distribución de gas natural por redes de distribución. Entre sus atribuciones está; a) promover la competencia y la eficiencia en las actividades reguladas e investigar posibles conductas monopolistas; b) otorgar, modificar, renovar y disponer la caducidad o revocatoria de las concesiones, licencias, autorizaciones y registros para la construcción y operación de gasoductos, refinarias, plantas de mezcla de lubricantes, plantas de almacenaje, distribución del gas natural por redes, estaciones de servicio, distribución de productos refinados del petróleo, GLP y GNC; c) fijar precios máximos para el mercado interno de productos refinados de petróleo, GLP de plantas y comercialización de gas natural.

- c) Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Se transforma en 1996 de empresa operadora integrada a ente fiscalizador del *upstream*, con el objeto esencial de promover la inversión privada en las actividades de exploración y la producción de hidrocarburos. La empresa mantiene su autonomía administrativa, técnica y financiera. Depende del Poder Ejecutivo, a través del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

Las atribuciones de YPFB, según el Artículo N° 73 de la Ley de Hidrocarburos y el Artículo N° 5 del Reglamento de la Organización Institucional del Sector Hidrocarburos, son:

- a) Convocar a licitaciones, adjudicar, suscribir, supervisar y administrar contratos de riesgo compartido con empresas privadas dedicadas a la actividad *upstream*.
- b) Autorizar la cesión, transferencia o subrogación de derechos y obligaciones emergentes de los contratos de riesgo compartido y suscribir los respectivos contratos modificatorios.
- c) Administrar los contratos de exportación de gas natural suscritos con la República Argentina y la República Federativa del Brasil, de acuerdo al reglamento de comercialización de gas natural.
- d) Aprobar el plan de desarrollo de campos y supervisar la explotación.
- e) Certificar los volúmenes de producción de hidrocarburos.
- f) Administrar el centro Nacional de Información Hidrocarburiífera.
- g) Supervisar y fiscalizar la quema y venteo de gas natural que tenga autorización del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (Ley de Hidrocarburos de Bolivia, 1996).

Dada la relevancia de la Ley de Hidrocarburos dentro del conjunto normativo, es conveniente proceder a la revisión de sus aspectos fundamentales.

La Ley de Hidrocarburos de Bolivia o Ley N° 1689, es del 30 de abril de 1996. En su Artículo N° 1, contempla explícitamente (en correspondencia con la constitución nacional) la propiedad estatal sobre los hidrocarburos. El Artículo señala que “los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado en el que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos” (ibid.)¹⁶.

El instrumento jurídico rige tanto la explotación de petróleo como de gas natural. En ambos casos, regula tanto las actividades “aguas arriba” como “aguas abajo”.

Con relación a la participación de inversiones privados la ley presenta una disposición favorable. Un amplia parte del articulado (al menos 18 Artículos), está destinados a configurar el conjunto de condiciones dentro de las cuales puede llevarse a cabo la participación privada en el negocio boliviano de los hidrocarburos. La figura por medio de la cual participan los particulares es llamada “contratos a riesgo compartido”, asociación con la operadora estatal de hidrocarburos Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Al respecto, el ya mencionado Artículo N° 1 dice que para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos YPFB “celebrará necesariamente¹⁷ contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, según las disposiciones de la presente ley” (ibid.). La palabra “necesariamente” representa una condición indispensable para la actuación de la empresa estatal en las actividades que le son propias y plantea, como se indicó, una disposición favorable (necesaria) a la participación de capitales privados. La participación privada también puede darse sin asociación con el Estado a través de la figura de la concesión, por un lapso no mayor a 40 años.

El Artículo N° 9, clasifica las actividades petroleras como de “exploración, explotación (de petróleo y gas natural), comercialización, transporte, refinación e industrialización y distribución de gas natural

16. Disponible en <www.eldeber.net/leyh.html>

17. Subrayado nuestro.

por redes" (ibid.); mientras que el Artículo N° 10, en refuerzo de lo expresado en el precitado Artículo N° 1, expresa que "cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera pueden realizar una o más de las actividades petroleras señaladas en el Artículo 9, con sujeción a las normas establecidas en la presente Ley, en el Código de Comercio y en otras disposiciones vigentes" (ibid.).

Con relación al régimen fiscal, particularmente de regalías, la ley contempla una un regalía de 31%, la cual está desagregada en:

- a) Participación (regalía) departamental 11% (pagadera en beneficio del departamento donde se origine la producción);
- b) Regalía nacional compensatoria de 1% (pagadera a los departamentos de Beni y Pando)¹⁸.
- c) Participación (regalía) a favor YPF de 6% (transferible al del Tesoro Nacional una vez deducido el monto presupuestado para la administración de los contratos)¹⁹.
- d) Regalía Nacional Complementaria a la Producción de Hidrocarburos Existentes de 13% (abonada mensualmente y en forma directa por los productores al Tesoro Nacional)²⁰.

Colombia

El sector energético colombiano fue objeto de reformas institucionales sustantivas en la primera parte de la década de los noventa del siglo pasado. Entre las consecuencias más significativas se encuentra una acentuación del papel del Estado como fijador de políticas y regulador y una disminución del rol empresarial. La creación de la Comisión Reguladora de Electricidad y Gas (CREG), como órgano regulador semi autónomo, abrió una nueva etapa de la institucionalidad energética en Colombia.

No obstante, la fuerte presencia del Estado en, por ejemplo, la distribución eléctrica, al parecer afecta el mercado de generación por la ausencia de garantías de pago en términos contractuales; esto introduce trabas en libre funcionamiento de las bolsas de energía y ame-

18. Esto está contemplada en la Ley N° 981 del 7 de marzo de 1988.

19. Las modalidades a, b y c están contempladas por el Artículo N° 50 de la Ley de Hidrocarburos.

20. *Op. cit.*, Artículo N° 51.

naza la sostenibilidad de la competencia en el sector. La importante presencia estatal en la generación afecta también la competencia y el libre juego de oferta-demanda.

La CREG, como entidad reguladora del servicio público de gas por tubería, ha fijado las condiciones de la entrada del gas natural a los gasoductos troncales en lo relativo a niveles máximo de precio y al proceso de desregulación de éstos.

En el mercado mayorista del gas subsisten serias imperfecciones para avanzar en el camino de la libre competencia, particularmente por el reducido número de productores, la posición mayoritaria de Ecopetrol en el mercado y un mercado volátil.

Visto en mayor detalle, el subsector de hidrocarburos presenta, en el caso del gas natural, un marco regulatorio asociado al de la electricidad; es decir, una de las leyes fundamentales reguladoras del subsector eléctrico también aplica para el gas: Ley 142. Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. Con la señalada ley se inició la reestructuración del suministro de gas, segmentando la cadena productiva en las actividades de producción, transporte y distribución.

Al introducir el acceso abierto a los gasoductos y desagregar la oferta de transporte, se crearon dos mercados: gas natural y transporte. En ambos casos, las transacciones pueden realizarse mediante contratos o ventas *spot*.

Adicionalmente rigen al subsector:

- a) Constitución de la República de Colombia.
- b) Ley 401 (1997), mediante la cual se crea la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas), como entidad descentralizada del Estado. A ésta se transfirieron los gasoductos y contratos de disponibilidad operados hasta entonces por Ecopetrol. De esta manera, la función de transporte de gas natural queda fuera del monopolio de Ecopetrol.
- c) Ley 286, 1996. Establece un período de transición para que las empresas de servicios públicos alcancen los límites establecidos en la ley 142 de 1994, en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios.
- d) Acuerdo 0035 de la Agencia Nacional del Hidrocarburos.
- e) Acuerdo 0030 de la Agencia Nacional del Hidrocarburos.
- f) Resolución CREG, 2000. Establece condiciones económicas para suministro y transporte de gas natural de exportación. Uno de los varios aspectos relevantes de esta resolución es que prohíbe las

exportaciones de gas natural cuando haya usuarios en Colombia para con quienes exista la posibilidad física y financiera de atenderlos²¹.

- g) Resolución CREG 057, 1996. Fija reglas para la participación de acciones máximas permitidas entre diferentes empresas del sector, para evitar posiciones dominantes en el transporte y distribución de gas natural.
- h) Resolución CREG 067, 1995. Contiene el código de distribución de gas combustible por redes. Define los derechos y responsabilidades entre distribuidores, comercializadores y usuarios, así como criterios de expansión, seguridad y calidad del servicio de distribución.
- i) Resolución CREG 014, 1995. Fija criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas.

La nueva institucionalidad trajo también una reorganización de las organizaciones administrativas que hacen posible la ejecución de la normativa. El subsector hidrocarburos colombiano presenta las siguientes organizaciones públicas:

- a) Ministerio de Minas y Energía (MME). Máxima autoridad sectorial, mantiene las funciones para fijar la política y regulación técnico-económica para el aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos en la fase de producción.
- b) Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). Adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regula varios servicios públicos, entre ellos el relacionado con el gas natural. Sobre este último aspecto, regula las actividades de transporte, distribución y comercialización. La principal función de la comisión en materia de gas es promover la libre competencia y evitar el ejercicio del poder dominante en el en el servicio público de gas natural. Cuando no es posible la libre competencia, como ocurre con el transporte por gasoductos troncales, la CREG se encarga entonces de regular los monopolios.
- c) Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico, tiene como funciones la inspección, vigilancia, y control de todas las empresas que

21. Otra causa de restricción de exportaciones se dará cuando se consideren insuficientes las reservas probadas, es decir cuya relación reservas-producción sea menor a 6 años.

prestan servicios públicos domiciliarios, entre ellos el servicio de gas natural. El ámbito de sus funciones abarca la cadena de la actividad del gas natural, desde la entrada del gas al sistema de gasoductos, hasta la entrega al consumidor final.

- d) Unidad de Planificación Minero Energética (UPME). Adscrita al Ministerio de Minas y Energía, es responsable de la planificación integrada del sector, la determinación de los requerimientos energéticos de la población y la definición de los planes sectoriales en el largo, mediano y corto plazo.
- e) Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol). Es la empresa del Estado colombiano para la exploración, producción, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización y distribución de petróleo, por cuenta propia o en asociación con empresas privadas. Es propietaria de la mayor parte de la actividad de refinación y almacenamiento de productos refinados del petróleo.
- f) Empresa Colombiana de Gas (Ecogas). Empresa industrial y comercial del Estado, cuya actividad principal es proyectar, construir, operar, mantener y explotar comercialmente sus gasoductos. Comenzó actividades con los sistemas de gasoductos que le fueron transferidos por Ecopetrol.

Con relación al sector petrolero colombiano existen también un conjunto de instrumentos jurídicos para la regulación. En tal sentido encontramos:

- a) Código de petróleos.
- b) Normas ambientales:
 - 1) Decreto 1220 de 2005. Reglamenta el título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.
 - 2) Ley 99 de 1993. Se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA).
- c) Normas técnicas:
 - 1) Decreto 1895 de 1973. Normas sobre exploración y explotación e petróleo y gas.
 - 2) Decreto 3176 de 2002. Reglamenta parágrafos 3^{ro} y 10^{mo} del Artículo 16 y Artículo 39 de la Ley 756 de julio de 2002.
 - 3) Decreto 3229 de 2003. Reglamenta Artículo 8^{vo} de la ley 756 de 2002.
- d) Otras normas:

- 1) Decreto 1320 de 1998. Reglamenta la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio.
 - 2) Decreto 1348 de 1961. Reglamenta la Ley 10 del 16 de marzo de 1961.
 - 3) Decreto 1760 de 2003. Escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol; se modifica su estructura orgánica y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia.
 - 4) Decreto 2288 de 2004. Reglamenta el Decreto-ley 1760 de 2003.
- e) Leyes:
- 1) Ley 10 de 1961. Dicta disposiciones en el ramo de petróleo.
 - 2) Ley 20 de 1969. Dicta algunas disposiciones sobre minas e hidrocarburos.
 - 3) Ley 21 de 1991. Se aprueba el Convenio número 169 sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, adoptado por la 76^{va} reunión de la Conferencia General de la OIT, Ginebra 1989.
 - 4) Ley 97 de 1993. Se interpreta con autoridad la Ley 20 de 1969.

Aun cuando el cuerpo jurídico que rige la materia petrolera en Colombia es (visto arriba), extenso, el Código de Petróleos (1953) continúa siendo el instrumento jurídico central (algunos de sus Artículos han recibido reformas o derogaciones contenidas en otros instrumentos).

Del código resalta la condición mixta de la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos. Además de la propiedad estatal se reconoce la privada. Colombia es el único país de la región andino-brasileña con tal condición. Esta condición es verificable a través de los Artículos N^o 2, 5 y 10 del señalado código. Veamos:

El artículo N^o 2 declara:

Artículo N^o 2: "El petróleo propiedad de la nación²² sólo podrá explotarse en virtud de los contratos vigentes celebrados con anterioridad a este código, y de los contratos que se inicien y perfeccionen de conformidad con él" (Códigos petroleros, Colombia, 1953).

22. Subrayado nuestro. La parte subrayada del Artículo puede interpretarse como que existe petróleo propiedad de alguien distinto a la nación. No obstante, los Artículos 5 y 10 son explícitos y restan la necesidad de validar por interpretación.

Por su parte el Artículo N° 5 expresa:

Los derechos de los particulares sobre el petróleo de propiedad privada serán reconocidos y respetados como lo establece la constitución y el Estado no intervendrá con respecto a ellos en forma que menoscabe tales derechos.

Es de propiedad particular el petróleo que se encuentre en terrenos que salieron legalmente del patrimonio nacional con anterioridad al 28 de octubre de 1873 y que no hayan sido recuperados por la nación por nulidad, caducidad, resolución o cualquier otra causa legal. Son también de propiedad particular los petróleos adjudicados como minas durante la vigencia del Artículo 112 de la Ley 110 de 1912, bastando en este último caso para los efectos de los incisos primero y segundo del Artículo 35 de este código, presentar el título de adjudicación expedido por la autoridad competente durante la vigencia del citado Artículo del código fiscal (ibid.).

Por su parte en el Artículo N° 10 se lee:

(...) Las compañías cuyo asiento principal de negocios esté en un país extranjero que quieran establecerse en Colombia y celebra con la Nación o con particulares contratos sobre petróleo deberán constituir y domiciliar en la cabeza del Circuito de Notaría de Bogotá, aunque no sean colectivas, una casa o sucursal (...) (ibid.).

Por último, sobre el carácter mixto de la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos en Colombia, una ley bastante más reciente que el Código de Petróleos, la Ley N° 141 de 1994, señala en su Artículo 16, parágrafo 5:

Un porcentaje de los ingresos que reciba la nación por la explotaciones de hidrocarburos de propiedad privada será cedido a los respectivos departamentos y municipios productores, de modo tal que reciban el equivalente a los que deberían recibir como regalías de haber sido estos yacimientos de propiedad estatal (Ley 141, Colombia, 1994)²³.

Además del reconocimiento de la propiedad privada en los yacimientos de hidrocarburos (según las condiciones anteriormente reseñadas), el ordenamiento jurídico colombiano favorece la participación de privados o particulares en el negocio de los hidrocarburos: en asociación con el Estado, con otros particulares nacionales propietarios

23. Disponible en <www.anticorruccion.gov.co/regalias/documentos/ley_141.pdf>

de yacimientos o de manera independiente. Permite la participación de personas naturales y jurídicas, así como la transferencia de concesiones estatales entre empresas y particulares, y viceversa, que cumplan con los requisitos de ley tales como, por ejemplo, capacidad financiera para sostener la explotación de la concesión²⁴.

Con relación a la regalía, la Ley 141 de 1994, por medio de la cual se crea el Fondo Nacional de Regalías, la estipula en 20% para gas y petróleo²⁵. De acuerdo a la concepción descentralizada tributaria imperante en Colombia, esta regalía se distribuye entre el Estado Central y las entidades administrativas-territoriales menores como provincias (departamentos) y municipios-districtos donde se realiza la explotación de hidrocarburos. También le concede un porcentaje a aquellas entidades donde se ubican los puertos de exportación y a aquellas cuyos territorios sirven de tránsito de hidrocarburos a través de oleoductos, gasoducto o poliductos. El Artículo N° 28 de la señalada ley manifiesta: "Los departamentos y los municipios participarán en las regalías y compensaciones monetarias provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables realizadas en sus respectivos territorios"²⁶.

Ecuador

El subsector hidrocarburos en Ecuador es, si se quiere, modesto, especialmente si consideramos el volumen de sus reservas (petróleo: 4.6 mil millones de barriles; gas: 28 mil millones de m³). Existe una ley de hidrocarburos que rige para petróleo y gas natural. Adicionalmente existen algunos reglamentos que, junto con la ley, conforman el marco legal para los hidrocarburos. Una lista del conjunto es:

- a) Constitución Política de la República de Ecuador
- b) Decreto Supremo N° 2967. Ley de Hidrocarburos, actualización de febrero de 2001 (Ley original N° 711 del 15 de noviembre de 1978).

24. Esto lo contempla el Artículo N° 22 de la Ley N° 141.

25. La Ley N° 10 de 1961 estimaba una regalía de 11,5% para las explotaciones de hidrocarburos en las zonas al este y sureste de la cima de la Cordillera Oriental; y 14,5% para el resto del país, incluyendo las áreas marítimas.

26. Ley N° 141 *op. cit.* En países como Bolivia y Brasil también existe un régimen descentralizado de regalía para hidrocarburos, y legalmente se distribuye parte de la regalía en las entidades administrativas menores donde se realiza la explotación, así como hacia las más pobres, como es en el caso de Bolivia.

- c) Decreto Ejecutivo N° 2024. Reglamento de Establecimientos de Comercialización de Combustibles, 1 de noviembre de 2001.
- d) Decreto Ejecutivo N° 2025. Reglamento de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 1 de noviembre de 2001.
- e) Acuerdo Ministerial N° 389. Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, 26 de septiembre de 2002.
- f) Del conjunto de textos legales se considera pertinente resaltar La Ley de Hidrocarburos, como el principal instrumento legal que rige al sector.

El principal instrumento de regulación para el sector hidrocarburos en Ecuador es la Ley de Hidrocarburos, la cual data de 1978, pero sufrió una importante reforma en 2001.

El tipo de propiedad de los yacimientos hidrocarburíferos es totalmente estatal; así lo expresa el Artículo N° 1 de la ley, a saber:

Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado²⁷.

La ley rige por igual para las actividades relativas al aprovechamiento comercial del petróleo y el gas natural.

Favorece la participación privada en el negocio de los hidrocarburos, con las solas restricciones que fije la ley para tales casos. El Artículo N° 2 señala que:

El Estado explorará y explotará los yacimientos (...) en forma directa a través de Petroecuador la que podrá hacerlo por sí misma o celebrando contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración o explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el país (ibid.).

La disposición favorable a la participación privada presente en la ley es extensible a todos los segmentos de la cadena productiva del petróleo y el gas natural. Así, por ejemplo, el transporte, la refinación,

27. Ley de Hidrocarburos de la República del Ecuador. Reforma de 2001 (Ley original del año 1978), Quito.

la industrialización y la comercialización de hidrocarburos podrán ser realizadas por particulares de manera independiente o asociados con el Estado a través de la compañía estatal Petroecuador.

Con relación al régimen fiscal, particularmente sobre la regalía, la ley, en su Artículo N° 49, distingue entre la aplicable a la explotación de petróleo y la que rige para el gas natural. En el caso del petróleo el porcentaje de regalía está gradada en correspondencia con los volúmenes extraídos. Si los volúmenes diarios de crudo explotado son inferiores a los 30 mil barriles diarios la regalía es de 12,5%. Si, por el contrario, los volúmenes diarios exceden los 30 mil barriles diarios, la regalía será de al menos 14%. Finalmente cuando la producción promedio mensual sea superior a los 60 mil barriles diarios, la regalía será 18,5%. En el caso del gas natural la regalía será de un mínimo de 16%, independientemente de los volúmenes extraídos.

Perú

El sector energético peruano, y el de hidrocarburos en particular, se vio fortalecido en términos de recursos con el descubrimiento del campo gasífero de Camisea (entre 1983-1987)²⁸, el cual se encuentra actualmente en fase de desarrollo.

Actualmente, para los hidrocarburos (petróleo y gas natural), rige los siguientes textos jurídicos, a saber:

- a) Constitución de la República del Perú Ley N° 26221.
- b) Ley Orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.
- c) Ley N° 26844. Promoción de la inversión privada. Sector hidrocarburos.

28. Los yacimientos San Martín y Cashiriari, conjuntamente conocidos como Bloque 88, Camisea, albergan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina. El volumen de gas *in situ* probado es de 8.7 trillones de pies cúbicos (TPC) con un estimado de recuperación final de 6.8 TPC de gas natural (factor de recuperación: 78%) y 411 millones de barriles de líquidos de gas natural asociados (propano, butano y condensados). El potencial del Bloque 88 está estimado en 11 TPC de gas natural (el volumen de gas "in situ" probado + probable). El estimado de recuperación final considerando los volúmenes probados + probables es 8.24 TPC de gas y 482 millones de barriles de líquidos de gas natural. Las reservas de Camisea son diez veces más grandes que cualquier otra reserva de gas natural en el Perú. Disponible en <www.camisea.com.pe>

- d) Decreto Supremo N° 046-93-EM. Reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos.
- e) Decreto Supremo N° 01-94-EM. Reglamento para la comercialización de gas licuado de petróleo.
- f) Decreto Supremo N° 051-93-EM. Reglamento de normas para la refinación y procesamiento de hidrocarburos.
- g) Decreto Supremo 052-93-EM. Reglamento de seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos.
- h) Decreto Supremo N° 030-98-EM. Reglamento para la comercialización de combustible líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.
- i) Decreto Supremo 054-93-EM. Reglamento de de seguridad para establecimientos de venta al público de combustibles derivados de hidrocarburos.
- j) Decreto Supremo 042-99-EM. Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos.
- k) Decreto Supremo N° 055-93-EM. Reglamento de las actividades de la exploración y explotación de hidrocarburos.
- l) Decreto Supremo N° 041-99-EM. Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos.
- m) Decreto Supremo N° 26-94-EM. Reglamento de seguridad para el transporte de hidrocarburos.
- n) Decreto 26734, ley del Organismo Supervisor de Inversión y Energía (Osnerg), 30 de diciembre de 1996. Este organismo tiene funciones fiscalizadoras de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos.

Del conjunto del marco jurídico señalado resulta pertinente revisar los aspectos más relevantes de la Ley de Hidrocarburos, como principal instrumento jurídico que rige el sector.

Como en la mayor parte de los países andinos y en Brasil, Perú cuenta también con una Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual rige para las actividades relacionadas con el petróleo y el gas natural. Esta Ley Orgánica de Hidrocarburos o Ley N° 26221 del 20 de agosto de 1993, recoge en su Artículo N° 8 la tradición española de la propiedad estatal sobre las minas, incluyendo las de hidrocarburos:

Los hidrocarburos “in situ” son propiedad del Estado. El Estado otorga a Perupetro S.A. el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos para el efecto que pueda celebrar contratos de exploración y explo-

tación o explotación de éstos, en los términos que establece la presente ley (Ley orgánica..., 1993).

El Artículo N° 85 reafirma el espíritu soberano del país con relación a las actividades relacionadas con hidrocarburos; al respecto indica: “Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que desarrollen actividades de hidrocarburos se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática” (ibid.).

Con relación a la participación privada en el negocio de los hidrocarburos, la ley es explícitamente favorable. Podría decirse incluso que el espíritu de la ley es marcadamente liberal. Su Artículo N° 2 expresa: “El Estado promueve el desarrollo de las actividades de hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional” (ibid.). La concepción de un mercado regulado por la libre competencia es reforzada por el Artículo N° 77: “Las actividades y los precios relacionados con el petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda” (ibid.).

Otro Artículo que abona a favor de lo antes señalado; es decir, la disposición favorable del Estado hacia la participación privada, es el N° 13:

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, podrán celebrar contratos en todo el territorio nacional incluyendo el área comprendida dentro de los cincuenta (50) kilómetros de fronteras. Para efecto de realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en la zona de frontera antes indicada, la presente Ley Orgánica reconoce que éstas constituyen casos de necesidad nacional y pública (ibid.).

Además de los segmentos de negocio “aguas arriba” (exploración y producción), la ley contempla la participación privada en el negocios de los hidrocarburos (petróleo y gas natural), por parte de personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, en toda la cadena productiva hidrocarburífera (transporte, almacenamiento, adecuación –en el caso del gas–, refinación, distribución, comercialización, industrialización)²⁹.

29. Ver Artículos 72, 73, 74, 75.

Para el caso de las actividades de exploración y explotación, rigen las siguientes fórmulas contractuales, equivalentes a la figura de la concesión y las licencias de exploración y explotación:

- a) Contrato de Licencia, es celebrado por Perupetro S.A. con el contratista y por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área de contrato; en mérito del cual Perupetro S.A., transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.
- b) Contrato de servicios, es el celebrado por Perupetro S.A. con el contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en el área del contrato, recibiendo el contratista una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos.
- c) Otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas (ibid.).

Los lapsos de contratación (concesión) están discriminados (según el Artículo N° 22), en aquellos referidos a la exploración (hasta siete años) y los relacionados con la explotación: petróleo, condensados y gas natural, hasta 40 años.

Finalmente, entre los aspectos que conviene resaltar se encuentra la regalía. Esta tiene la particularidad, a diferencia de los demás países de la región, de ser variable según el tipo de contrato. Esto queda reflejado en el articulado referido al tema. El Artículo N° 45, reclama el pago de regalía al Estado por parte del contratista en el caso de los contratos de licencia, en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos provenientes del área del contrato, mientras que bajo la figura de los contratos de servicio, el pago al Estado es llamado “retribución” y el monto será acordado entre las partes según el cada contrato.

El Artículo N° 47 recoge, finalmente la idea de conjunto sobre el tema de la regalía y la retribución, así como su carácter flexible:

Por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas, se dictarán las normas que regulen la aplicación de la regalía y retribución, en base a una escala variable, la cual estará en función de factores técnicos y económicos que permitirá determinar los porcentajes de la regalía y retribución en todo el territorio nacional (ibid.).

Adicionalmente, puede hacerse una revisión de la estructura organizacional pública por medio de la cual el Estado peruano administra el sector hidrocarburo. En tal sentido encontramos:

- a) Ministerio de Energía y Minas (MEM). Órgano rector del sector energía y minas con competencia en el subsector hidrocarburos. Es el encargado de otorgar licencias y concesiones para la explotación de los distintos segmentos del negocio.
- b) Dirección General de Hidrocarburos (DGH). Reglamenta y promueve la inversión privada en el subsector hidrocarburos.
- c) Perupetro. Es la empresa estatal de derecho privado encargada de promover, negociar, celebrar y supervisar en su calidad de contratante el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión establecido por ley.
- d) La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión de Tarifas de Energía). Órgano ejecutivo del Osinerg, responsable de proponer al Consejo Directivo de la Osinerg las tarifas de energía eléctrica, las tarifas de transporte de los hidrocarburos líquidos por ductos y transporte de gas natural por gasoductos.

Dentro de la estructura organizacional pública orientada a la regulación del negocio de los hidrocarburos, la Osinerg es considerada como la instancia más significativa dado su rol regulador, normativo, supervisor, fiscalizador y sancionador. En tal sentido, sus competencias explícitas son:

- a) Dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general y particular.
- b) Fijar tarifas de servicio público, servicio de transporte y distribución de gas natural por la red de gasoductos.
- c) Verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, por parte de las entidades y demás empresas que operan en el área.
- d) Imponer sanciones a las entidades que realizan actividades de transporte y distribución, por su incumplimiento de obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas del contrato

Mientras que para el gas natural, no existe competencia entre productores y es poco probable que se origine a corto plazo. Una de las limitaciones para el desarrollo del campo Camisea es lo reducido del mercado de Lima, lo cual hace inviable tarifas de transporte adecuadas. El campo Camisea está muy distante de otros campos (Aguaytía

y Talara) que puedan competir en el mercado de Lima. Tampoco existe una red de transporte que conecte los mercados de consumo con los campos de gas. Exceptuando el campo Camisea, los demás tienen reservas de gas natural muy pequeñas que no justifican la interconexión. La reglamentación está orientada mucho más al manejo del gas del campo Camisea.

Venezuela

De una manera similar a países como Uruguay y Paraguay, Venezuela todavía no posee un subsector eléctrico con estructura de mercado. El sector hidrocarburos está desarrollado para alrededor de la industria petrolera, pero el gas natural apenas comienza su proceso de industrialización, especialmente en torno a las reservas de gas no asociado que apenas representa 3% del total de las reservas probadas del país.

También a diferencia de otros países andinos y Brasil, en Venezuela la legislación sobre hidrocarburos ha separado al gas y al petróleo regulando las actividades concernientes a éstos por medio de instrumentos legales separados. En tal sentido existe una ley de “hidrocarburos” que solamente rige para el petróleo y una de “hidrocarburos gaseosos” que solamente rige para la explotación del gas natural.

El final de la década de los noventa del siglo pasado y principios del siglo XXI fueron escenario de la materialización de cambios institucionales agudos. En 1999 la clase política dominante del país hizo una nueva constitución y el gran conjunto de instrumentos legales que regulaba la actividad de los hidrocarburos fue reducido a los dos textos legales ya señalados. La legislación para hidrocarburos en Venezuela fue simplificada. De tal manera, que la institucionalidad para hidrocarburos en Venezuela está contenida en el presente en:

- a) Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.
- b) Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999).
- c) Ley Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (2001).

En virtud que son solamente dos los instrumentos legales y la relevancia energética de Venezuela para la región andina, para el continente americano, e incluso para el mundo, resulta conveniente determinar los rasgos más relevantes de ambas leyes.

Con relación a la situación general que rodea al Decreto con rango y fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) puede decirse:

- a) Forma parte del marco jurídico vigente para los hidrocarburos en el país;
- b) 97% del gas natural en Venezuela se encuentra asociado al petróleo, es decir en los mismos yacimientos;
- c) Algunos explotadores de petróleo por la razón geológicas señalada son inevitablemente explotadores de gas natural;
- d) Una parte sustancial del gas asociado que se produce en Venezuela es reinyectado a sus yacimientos de origen para mantener la productividad petrolera de éstos;
- e) Las reservas totales de gas en Venezuela alcanzan los 142 billones de pies cúbicos (bpc), equivalentes a 25 mil millones de barriles de petróleo, con lo cual el país se ubica entre los siete primeros países con mayores reservas de gas natural en el mundo;
- f) El gas natural es el energético de mayor crecimiento interanual en la última década, dado su enorme poder calórico y sus menores efectos contaminantes

Por otra parte, las proyecciones generales sobre el crecimiento de la demanda mundial de gas hasta 2020, según la Agencia Internacional de Energía, apuntan hacia una tasa de 2,6% interanual. Desagregándola, los países que no pertenecen a la Organización de Países para el Desarrollo Económico (OCDE), verán crecer su consumo a un promedio de 3,5% anual, mientras que, en contraste, los países pertenecientes a esa agrupación crecerán en su consumo a un ritmo de 1,7%. La demanda de los países que no pertenecen a la OCDE, crecerán 40% más rápido que los que si pertenecen. Una de las razones por la cual la demanda de gas de los países industrializados crecerá de manera más lenta que en el resto del mundo, es la saturación de la demanda de gas en algunos sectores (González, 2002).

El actual Decreto con rango y fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LHG), es previo a la Constitución vigente (diciembre 1999) y al Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (2002) que rige para el sector de los hidrocarburos líquidos (petróleo).

El propósito fundamental de la LHG es, según su exposición de motivos, dar "mayor oportunidad al sector privado nacional y extranjero de participar en todas las fases y actividades relativas a dicha industria" (Gaceta Oficial, Venezuela, 1999).

En correspondencia con este objeto, manifiesta en su Artículo N^o 2:

Las actividades de exploración en las áreas indicadas en el Artículo anterior, en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, así como la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases, se rigen por la presente Ley y pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, en los términos establecidos en esta Ley (ibid.).

Por otra parte, mantiene inalterable la tradición político-jurídica venezolana de la propiedad estatal sobre los recursos naturales en el subsuelo, particularmente las minas, incluyendo las de hidrocarburos. En tal sentido su Artículo N^o 1 expresa:

Los yacimientos de hidrocarburos gaseosos existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, de la zona marítima contigua y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y por tanto inalienables e imprescriptibles (ibid.).

Al ser considerados como bienes públicos, los yacimientos gasíferos y las actividades relativas a su explotación, son considerados como de “utilidad pública” (Artículo 4). Por lo tanto, el Estado a través de los órganos que declare competentes en la materia –los cuales están explícitamente señalados en la ley–, deberá regular todo lo concerniente a éstos.

La concepción nacionalista de la Ley, presente en el mantenimiento de la tradición de la propiedad estatal sobre las minas de hidrocarburos y en la declaración de “utilidad pública” de todas las áreas referidas al negocio del gas natural, se ve reforzada el mandato de las que las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos deben estar dirigidas “primordialmente” al desarrollo nacional. Esto está contenido en el Artículo N^o 3, a saber:

Las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos estarán dirigidas primordialmente al desarrollo nacional, mediante el aprovechamiento intensivo y eficiente de tales sustancias, como combustibles para uso doméstico o industrial, como materia prima a los fines de su industrialización y para su eventual exportación en cualquiera de sus fases. Dicha

actividades se realizarán atendiendo a la defensa y uso nacional del recurso y a la conservación, protección y preservación del ambiente (ibid.).

Las modalidades de participación del sector privado en el negocio del gas están dadas a través de dos figuras jurídicas cuyo criterio de formulación obedece a la naturaleza de las actividades. Estas figuras son las “licencias” y los “permisos”. En tal sentido las licencias son otorgadas por el Ejecutivo Nacional –por intermedio de los órganos competentes– a quienes califiquen para realizar actividades de exploración y explotación de gas natural; mientras que los permisos son concedidos para posibilitar la realización del resto de las actividades comerciales del negocio del gas natural: recolección, procesamiento, industrialización, transporte, distribución y comercialización.

Es también algo relevante en la Ley, su vocación antimonopólica. El Artículo N° 9, prohíbe que esté en manos de una misma persona el control de más de una de las actividades de producción, transporte o distribución; a menos que la viabilidad de un determinado proyecto así lo requiera. Para ello, deberá existir la autorización del ente competente y “en cuyo caso deberá llevar contabilidades separadas como unidades de negocios diferenciadas” (ibid.).

Otro aspecto relevante corresponde a la regalía que deberá pagar el explotador de gas al Estado. Ha sido estipulada, según el Artículo N° 34, en 20%. Ésta, como en el caso de los hidrocarburos líquidos, podrá ser exigida por el Ejecutivo Nacional en dinero o especies. En caso de exigirla en especies el Estado utilizará –en conveniencia con las empresas en cuanto a precios–, sus instalaciones y servicios para tales fines.

La Ley también contempló la creación de un ente regulador con el objeto de “promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución” (ibid.). El organismo denominado Ente Nacional del Gas (Enagas) está adscrito al ministerio con competencia en materia energética.

Por último, la ley de hidrocarburos gaseosos derogó la ya parcialmente inhabilitada Ley que reserva al estado la industria del gas natural, promulgada en 1971.

En el caso de la nueva Ley de Hidrocarburos, al igual que su predecesora (Ley de Hidrocarburos de año 1943), tiene como objeto “unificar, ordenar y actualizar el régimen legal de los hidrocarburos”, de acuerdo a lo señalado en su exposición de motivos.

Pese a su amplitud, en la Ley pueden señalarse como significativos dos aspectos. El primero de ellos, es que da continuidad al principio de la propiedad estatal de los hidrocarburos, el cual es parte de la tradición jurídica venezolana en materia de minas, incluso desde antes de la independencia y comienzo de la vida republicana del país. Respecto a ello testimonia el Artículo N° 3:

Los yacimientos de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, cualquiera que sea su naturaleza, incluidos aquellos que se encuentran bajo el lecho del mar territorial, en la plataforma continental, en la zona económica exclusiva y dentro de las fronteras nacionales, pertenecen a la república y son bienes del dominio público, por lo tanto inalienables e imprescriptibles (Gaceta Oficial, 2001).

En materia impositiva el Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (Dfloh) se distancia de su predecesora en varios aspectos como son: a) distingue expresamente entre regalía e impuestos; b) casi duplica con respecto a la ley anterior, en la cual era de $16\frac{2}{3}\%$. En su Artículo N° 44 expresa: “De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de 30%” (ibid.).

No obstante, contempla circunstancias excepcionales que permiten una disminución del monto de la regalía, especialmente en el caso de aquellos yacimientos maduros o de crudos extra pesados en la Faja del Orinoco, cuya rentabilidad requiere de una exige de una regalía menor, la cual en ningún caso, pese a las posibilidades de reducción, podrá ser menor a 20%. En el último de los casos, es decir en cuanto a los proyectos en la Faja Petrolífera del Orinoco, existe una excepción adicional: en caso de la inviabilidad económica de un proyecto de mezclas de bitúmenes a la tasa de 30% o 20%, existe la posibilidad de reducirla a límite inferior de $16\frac{2}{3}\%$. De la misma manera queda facultado el Estado, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, a aumentar la regalía hasta su límite superior de 30% cuando “se demuestre que la rentabilidad de los proyectos puede mantenerse con dicha restitución” (ibid.).

Con respecto a los impuestos, el Artículo 48 discrimina tres: a) Impuesto Superficial; b) Impuesto de Consumo Propio; y c) Impuesto de Consumo General.

El Impuesto Superficial está referido, como su nombre lo indica, a aquella porción que se mantiene ociosa de la superficie o extensión

territorial otorgada a un concesionario, para actividades de exploración o explotación de hidrocarburos. El impuesto a pagar será equivalente a cien (100) unidades tributarias por cada km² o fracción del mismo, por cada año transcurrido. El impuesto es progresivo y se incrementará anualmente 2% durante los primeros cinco años y 5% en los años subsiguientes.

Acerca del impuesto de Consumo Propio, puede decirse que la Ley lo fija en 10% del “valor de cada metro cúbico de los productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustible en operaciones propias, calculado sobre el precio al que venda al consumidor final” (ibid.).

Por último, el Impuesto de Consumo General aplica en porcentaje 30% y 50% para cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno. El precio tomado en cuenta es aquel pagado por el consumidor final. El impuesto es pagado por el consumidor “será retenido por la fuente de suministro para ser enterado mensualmente al fisco” (ibid.).

En lo referente a la participación privada la Ley expresa una disposición favorable. Muestra preferencia por el estímulo a la participación del capital privado nacional. La Sección V, Artículo N° 18 manifiesta:

El Ejecutivo Nacional adoptará medidas que propicien la formación de capital nacional para estimular la creación y consolidación de empresas operadoras, de servicios, de fabricación y suministro de bienes de origen nacional, para las actividades previstas en este Decreto Ley. En tal sentido, el Estado, los entes y las empresas de capital nacional en condiciones tales que se asegure el uso óptimo y efectivo de bienes, servicios, recursos y capital de origen venezolano (ibid.).

Por otra parte, la Ley no excluye la participación de particulares extranjeros, solamente que condiciona su participación, al igual que para los privados nacionales, cuando se trata de las actividades consideradas como primarias (exploración y explotación). Sobre el particular el Artículo N° 22 especifica:

Las actividades primarias indicadas en el Artículo 9, serán realizadas por el Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga el control de sus decisiones, por mantener una participación mayor de 50% del capital social, las cuales a los efectos de

este Decreto Ley se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras (ibid.).

La necesaria participación mayoritaria por parte del Estado en las empresas mixtas para participar en las actividades primarias del negocio petrolero, podría ser un condicionante inconveniente para la promoción de las inversiones en el sector y para el estímulo a la expansión de la industria. La obligatoriedad que el Estado venezolano deba aportar capital accionario mayoritario para constituir con otras compañías una mixta, podría ser un obstáculo si no contara para el momento oportuno con la posibilidad de invertir en la proporción que la ley exige.

El resto de los eslabones de la cadena productiva del negocio petrolero, puede contar con la participación privada, asociada o no al Estado. Lo mismo aplica para la totalidad de los eslabones del negocio del gas natural, incluso para las actividades primarias.

Brasil

El sector energético brasileño está fuertemente condicionado por la relevancia de las empresas estatales Electrobras y Petrobras. En tal sentido, la expansión del subsector eléctrico y del subsector hidrocarburos depende ampliamente de los planes y de las decisiones de estas compañías.

A mediados de la década de los noventa del siglo XX, el Gobierno emprendió un proceso de reformas que intentaron disminuir la verticalidad de las industrias energéticas, la promoción de la inversión privada en todas las ramas de la actividad y la creación de un mercado *spot* y otro de contratos.

En el subsector hidrocarburos se desarrolló la modernización paralela al subsector eléctrico. Después de varias décadas de ejercicio monopolístico por parte de Petrobras, los sectores petrolero y gasífero brasileños comenzaron procesos de reestructuración. Las transformaciones se expresaron, en parte, a través de la enmienda constitucional N° 9/95, la cual rescindió el monopolio del petróleo a la empresa petrolera estatal y dio cabida a la participación privada (Constitución, 1995). No obstante, se mantuvo el monopolio en aspectos como la investigación, refinación del petróleo nacional e importado, importación

y exportación de petróleo y gas natural, transporte de petróleo y derivados de gas natural. La Agencia Nacional del Petróleo, el Gas Natural y los Biocombustibles (ANP) puede dar concesiones o autorizaciones a empresas para que participen en las actividades donde el Estado conserva monopolio.

Otros textos legales fundamentales, además de la señalada enmienda, que regulan el sector son:

- a) Constitución de la República Federativa del Brasil.
- b) Ley N° 9.478 (6 de agosto de 1997) (Ley de Hidrocarburos). Disposiciones sobre la política energética nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo, fomento de la participación privada, creación del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y la Agencia Nacional del Petróleo (ANP).
- c) Ley N° 7.990 (28 de diciembre de 1989). Instauración para estados, Distrito Federal y municipios de compensaciones financieras por resultados de exploración de petróleo o gas natural, de explotación de recursos hídricos para la generación de energía eléctrica y de recursos minerales en sus respectivos territorios. Aplica también para actividades en la plataforma continental, mar territorial y zona económica exclusiva.
- d) Decreto N° 2.705 (3 de agosto de 1998). Criterios para el cálculo y cobranza de participaciones gubernamentales que trata la Ley N° 9.478, aplicada a las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural.
- e) Decreto N° 2.455 (14 de enero de 1998). Creación de la Agencia Nacional del Petróleo: régimen especial, estructura administrativa.

Del conjunto señalado, el instrumento legal más relevantes y rector es la Ley N° 9.478. A diferencia de las leyes de hidrocarburos de los países andinos, la ley brasileña tiene un mayor alcance, porque además de regular lo concerniente al negocio del petróleo y el gas natural establece "los principios y objetivos de política energética nacional".

Identificada como Ley N° 9.478 del 6 de agosto de 1997, el Artículo N° 1 acerca de la política energética nacional expresa:

"Las políticas nacionales para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía versará sobre los siguientes objetivos:

- I- preservar el interés nacional;
- II- Promover el desarrollo, ampliar el mercado del trabajo y valorizar los recursos energéticos;

- III- Proteger los intereses del consumidor en cuanto a precios, calidad y oferta de productos;
- IV- Proteger el medio ambiente e promover la conservación de la energía;
- V- garantizar o suministro de derivados de petróleo en todo el territorio nacional, en los términos del inciso 2^{do} del Artículo 177 de la Constitución Federal;
- VI- Incrementar la utilización del gas natural;
- VII- Identificar las soluciones más adecuadas para el ahorro de energía eléctrica en las diversas regiones del país;
- VIII- Utilizar fuentes alternativas de energía, mediante el aprovechamiento económico de los insumos disponibles y las tecnologías aplicables;
- IX- Promover la libre competencia;
- X- Atraer inversiones a la producción de energía;
- XI- Ampliar la competitividad del país en el mercado internacional;
- XII- Incrementar en términos económicos, sociales y ambientales, la participación de los biocombustibles en la matriz energética nacional” (Lei de hidrocarbonatos, 1997).

Con relación a la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos, ésta es, al igual que los países andinos, estatal. El Artículo N^o 3 indica: “Pertencen a la unión los depósitos de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos líquidos existentes en el territorio nacional, los comprendidos en la parte terrestre. El mar territorial, la plataforma continental y la zona económica exclusiva” (ibid.).

En el mismo espíritu (según el Artículo N^o 4) el Estado tiene el monopolio de las actividades relacionadas con el negocio de los hidrocarburos en todos los eslabones de la cadena productiva, no obstante el Artículo N^o 5, abre las posibilidades a la participación de los particulares: “Las actividades económicas de que trata el Artículo anterior (4^{to}) serán reguladas y fiscalizadas por la unión e podrán ser ejercidas mediante concesión o autorización por empresas constituidas sobre las leyes brasileñas con sede y administración en el país (ibid.).

En contraste con las leyes de hidrocarburos de países como Bolivia, Ecuador o el Perú la ley de hidrocarburos brasileña establece como beneficiarios particulares de las concesiones hidrocarburíferas a empresas y no a personas naturales. “Las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural serán ejercidas mediante contratos de concesión, precedidos de licitación, en la forma establecida por la ley” (ibid., Artículo 23). Los puntos “IX” y

“X” del antes señalado Artículo N° 1, apuntan también hacia una disposición positiva de la participación de los particulares.

El Artículo N° 25 reafirma esta condición: “Solamente podrán obtener concesiones para la exploración y producción de petróleo o gas natural las empresas que atiendan los requisitos técnicos, económicos y jurídicos establecidos por la ANP”³⁰.

Con respecto a la regalía, la ley contempla la más baja del grupo de países en estudio. El Artículo N° 47 lo establece en 10% tanto para la explotación de petróleo como para el gas natural. El inciso N° 1 de este Artículo estima una baja sustancial de la regalía, hasta 5%, en el caso de condiciones singulares de explotación, teniendo en cuenta los riesgos geológicos, las expectativas de producción y otros factores pertinentes, ANP podrá prever, no publicar la licitación correspondiente, y reducir el valor de la regalía por un monto correspondiente, no menor, de 5% de la producción.

Es conveniente resaltar que la Ley también contempla otros aspectos relevantes para la regulación del negocio de los hidrocarburos tales como:

- a) La creación del Consejo Nacional de Política Energética (Artículo N° 2). Adscrito a la Presidencia de la República y presidido por el Ministro de Minas y Energía, tiene por objeto la formulación de políticas nacionales y específicas orientadas a, entre otros aspectos: promover el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país, en conformidad con los principios enumerados en el Artículo N° 1; asegurar, en función de las características regionales, el suministro de insumos energéticos en las áreas más remotas o de difícil acceso del país; revisar periódicamente las matrices energéticas aplicadas a las diferentes regiones del país, etc.
- b) La creación de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) (Artículo N° 7). Con sede en Rio de Janeiro, tiene “la finalidad de promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas concernientes a la industria del petróleo, el gas natural y los biocombustibles” (ibid., Artículo 8). La primera de las atribuciones de la ANP resume más o menos el espíritu de sus tareas: petróleo, gas natural e biocombustibles, contenida en una política energética nacional, en los términos del Capítulo I de esta Ley, con énfasis en la garantía del

30. Lei N° 9.478. *op. cit.*

suministro de derivados de petróleo, gas e sus derivados, y de bio-combustibles, en todo el territorio nacional, y la protección de los intereses de los consumidores en cuanto a precio, calidad e oferta de productos³¹.

La operadora o compañía petrolera estatal para hidrocarburos, de capital mixto, es Petrobras. Empresa estatal del petróleo, integrada verticalmente en toda la cadena desde el *upstream* hasta el *downstream*, tanto en petróleo como en gas natural. De acuerdo a la nueva normativa se convierte en un actor más en el negocio de los hidrocarburos en Brasil. La compañía ha entregado áreas de exploración a la ANP para que sean adjudicadas, mediante procesos licitatorios, a inversionistas privados. Ha celebrado alianzas con compañías petroleras internacionales para la actividad petrolera fuera del Brasil y, más recientemente, para proyectos dentro del país.

En el caso del gas natural resaltan algunos problemas tales como:

a) La regulación actual se considera todavía deficiente en cuanto a la separación de las actividades del transporte y la producción de gas de acuerdo a los métodos establecidos para los cálculos de precios máximos del gas y las tarifas máximas de transporte.

b) La estructura contractual existente crea mayores dificultades para la separación real de la comercialización y el transporte. Los contratos de abastecimiento de gas de producción nacional no prevén separación alguna del transporte, consideran la entrega del gas a las distribuidoras como un paquete cerrado y no se discrimina el origen y destino de los volúmenes transportados.

c) La permanencia de una parte significativa del sector como monopolio del Estado, dificulta la capacidad del regulador y desincentiva la participación de empresas independientes³².

Si bien se ha avanzado en la separación de las actividades del transporte y la producción de gas, con los métodos establecidos para los cálculos de los precios máximos de gas y las tarifas máximas de transporte, todavía la regulación actual no representa la separación definitiva que el mercado espera.

31. Lei Nº 9.478l. *op. cit.*

32. Listado de problemas formulado a partir de la revisión de informes acerca de la situación energética y regulatoria en Brasil: *Integración Energética en el Mercosur Ampliado*, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C., 2001; *La Situación Energética en América Latina*, *op. cit.*

En resumen, el Estado brasileño no ha podido implementar una participación estatal de manera armónica con la participación privada. Tal situación se traduce en dificultades para la expansión de la industria nacional del gas, se crean crisis de suministro y falta de utilización de los gasoductos durante su período inicial.

Conclusiones

Un diagnóstico energético del sector hidrocarburos de la región evaluada (países andinos y Brasil), puede llevar a algunas apreciaciones significativas tales como:

- a) Los recursos naturales susceptibles de ser convertidos en energía están asimétricamente distribuidos entre los seis países objeto de estudio.
- b) En términos relativos y absolutos, el país con mayores recursos naturales susceptibles de ser convertidos en energía es Venezuela, dado sus reservas de hidrocarburos (petróleo: 330 mil millones de barriles/gas: 14 billones de pies cúbicos)³³, así como su enorme potencial hidroeléctrico y para la generación de fuentes alternativas de energía (equivalentes a 5 mil millones de barriles diarios de petróleo).
- c) Los países de la región que también presentan un potencial energético significativo –aunque menor a Venezuela–, son Colombia, Brasil y Bolivia (las reservas de gas natural son de 10.0; 5.2 y 4.5 billones de pies cúbicos, respectivamente).
- d) El potencial petrolero/gasífero/hidroeléctrico de Venezuela y el potencial gasífero de Bolivia los convierte en los dos países con mayor potencial de exportación energética intraregionalmente. Esto se ve favorecido por la vecindad de estos países con Brasil. Aun cuando el potencial gasífero de Brasil es ligeramente superior al de Bolivia, el consumo interno brasileño absorbe la totalidad de la producción interna, mientras que Bolivia puede abastecer su mercado –de pequeño tamaño– y generar excedentes para la exportación intraregional como, en efecto, sucede actualmente.

33. La cifra señalada para las reservas de petróleo toma en consideración los 75 mil millones de reservas probadas de crudos medianos y livianos y los aproximadamente 260 mil millones de crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco (recuperables con la tecnología actual para convertir estos crudos en sintéticos livianos y medianos y en términos económicamente viables).

Ahora bien, el conjunto de recursos antes señalados y su redistribución eficiente, según las necesidades de cada país, solamente será posible a través de una integración energética regional que debe estar sustentada, en primer lugar, por la voluntad política de los gobiernos nacionales y, en segundo término, por una institucionalidad regional que de viabilidad y estabilidad (permanencia a largo plazo), a la integración.

No obstante, es imperativo una revisión inicial de los marcos jurídicos nacionales con el fin de articular posteriormente el trabajo de compatibilización y armonización. Sobre la situación de los marcos jurídicos nacionales puede concluirse:

a) Con la sola excepción de Colombia, el resto de los países de la región andina y Brasil comparten una misma tradición histórico-jurídica en cuanto a la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. En tal sentido, en todos los países prevalece la propiedad estatal de los recursos del subsuelo, incluyendo los hidrocarburos. En Colombia la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos es mixta (pública y privada). Sin embargo, el conjunto de condicionamientos legales existentes para el reconocimiento de la propiedad privada sobre los hidrocarburos, hace que su existencia sea limitada y predomine, finalmente, la propiedad estatal. De cualquier manera, la legislación nacional colombiana no pone mayores trabas a la explotación de yacimientos privados, lo cual facilita la articulación del esfuerzo público y el particular en plan nacional de hidrocarburos y dentro de un esfuerzo más amplio como el regional.

b) Todos los marcos jurídicos nacionales favorecen la participación particular o privada en el negocio de los hidrocarburos en todos los segmentos de los negocios hidrocarburiíferos. Solamente Venezuela presenta limitaciones a la participación de particulares en el negocio petrolero en el segmento aguas arriba. El negocio del gas natural no asociado ha sido liberado para favorecer ampliamente la participación privada. La legislación venezolana exige que la participación de capitales privados en la explotación petrolera aguas arriba, se de a través de empresas mixtas, donde el Estado venezolano tenga mayoría accionaria (51% de las acciones).

c) De los seis países objeto de estudio el Perú es el que presenta mayor disposición liberal a la participación de los capitales privados (nacionales y extranjeros). También Brasil tiene un marco jurídico favorecedor de la participación privada en el negocio de los hidrocarburos.

d) La totalidad de los países de la región andina y Brasil, tienen una concepción y estructura institucional y administrativa para el subsector hidrocarburos similar: un ente formulador de políticas públicas energéticas (ministerio de energía/oficinas especiales); un ente regulador; una compañía estatal operadora, verticalmente integrada: actúa en todos los eslabones de la cadena productiva del negocio de los hidrocarburos.

e) En todos los países existe una institucionalidad (leyes, normas, resoluciones, decretos con amparo constitucional), especializadas para el sector hidrocarburos. En su totalidad, la constitución nacional contempla la propiedad estatal sobre los yacimientos de hidrocarburos y los declara, implícita o explícitamente, objeto de utilidad pública. En todos los países se da la particularidad de la "constitucionalización de los hidrocarburos", dada su relevancia para el ingreso público y las economías nacionales. Existe toda una institucionalidad conexas al sector hidrocarburos tales como normas ambientales, sobre inversión privada, tributación, grupos étnicos, etc. Salvo en Venezuela, en todos los países las leyes de hidrocarburos rigen tanto para el negocio del petróleo como para el del gas natural. La legislación venezolana en hidrocarburos se expresa en una ley que rige para el petróleo y otra para el gas natural.

f) En todos los países andinos y Brasil, existe una estructura impositiva especial para el sector hidrocarburos, no obstante ésta difiere en cuanto a porcentajes de un país a otro. Mientras en Venezuela es totalmente centralizada, es decir que el único recaudador es el Estado, en otros países como Brasil, Ecuador y Perú es mixta: centralizada y descentralizada, es decir que los gobiernos provinciales de regiones petroleras también son captadores de impuestos petroleros como hemos podido ver en los marcos jurídicos.

g) Legislaciones como la colombiana y la peruana son sumamente extensas en materia de decretos y resoluciones dirigidas expresamente a la regulación del sector hidrocarburos. Así mismo, poseen un gran número de leyes, decretos o resoluciones que aún cuando regulan aspectos distintos a los hidrocarburos (como ambiente, inversiones extranjeras, asuntos administrativos, impuestos), son también aplicables a las industrias petróleo y el gas.

A continuación se presenta un cuadro sinóptico donde se contraponen las semejanzas y diferencias entre los distintos marcos jurídicos nacionales de los países andinos y Brasil.

Semejanzas / diferencias

Marcos jurídicos nacionales

Semejanzas	Diferencias
<p>En todos los países objeto de estudio prevalece la propiedad estatal sobre los hidrocarburos. Aun cuando en Colombia existe una modalidad mixta (pública y privada), los condicionamientos legales a la propiedad privada la limita significativamente.</p> <p>La administración de los yacimientos hidrocarburíferos está centralizada en el Estado, quien detenta la potestad de decidir bajo cual modalidad jurídico-económica se explotan.</p> <p>Las políticas públicas para el sector hidrocarburos emanan exclusivamente del Ejecutivo Nacional.</p> <p>En su totalidad los países andinos y Brasil poseen una legislación especializada, y desarrollada, para el sector hidrocarburos.</p> <p>Todos poseen una estructura legal y administrativa similar. En lo jurídico, una ley de hidrocarburos que regula los subsectores petróleo y gas. Solo en Venezuela se regulan por leyes separadas. En lo administrativo una estructura general formada por:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) un ente formulador de políticas, por lo general el ministerio encargado de la energía; b) un ente/oficina regulador; c) una compañía estatal verticalmente integrada. <p>Todas las legislaciones nacionales favorecen la participación de los particulares en el negocio de los hidrocarburos.</p> <p>Todas las legislaciones contemplan el cobro de la regalía como compensación por la explotación de recursos naturales no renovables y la distinguen de otros tipos de tributos.</p> <p>Todas las legislaciones contemplan una estructura fiscal especializada y desagregada.</p> <p>La concepción de los negocios petrolero y gasífero son similares: a) negocios aguas arriba (exploración, explotación); b) negocios aguas abajo (refinación, transporte, distribución, comercialización).</p>	<p>No todos los países, a través de sus Estados y legislaciones especializadas, reconocen la descentralización de la recaudación fiscal. Los países donde se reconoce son Bolivia, Perú y Brasil. El criterio utilizado es el favorecimiento de las provincias o estados regionales donde se lleva a cabo la explotación de los hidrocarburos.</p> <p>No en todos los países se reconoce una asignación especial de los ingresos fiscales hidrocarburíferos a las provincias más pobres del país, esta práctica existe en Ecuador y Brasil.</p> <p>A diferencia de los demás países de la región andina y Brasil, Venezuela presenta restricciones a la participación de los capitales privados en el segmento aguas arriba del negocio petrolero. No obstante, permite la libre participación de particulares en los demás segmentos del negocio petrolero, es decir, aguas abajo, y en todos segmentos del negocio del gas natural no asociado.</p> <p>Los porcentajes de regalía y otros tributos varían de un país a otro.</p> <p>Solamente Venezuela posee condicionamientos a la producción petrolera de crudos convencionales debido a su pertenencia a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y a los acuerdos periódicos de la organización en materia de aumentos o recortes de producción.</p>

El estudio comparativo de los marcos jurídicos nacionales de los países andinos y Brasil conlleva inicialmente a pensar que el conjunto de semejanzas entre los marcos jurídicos de todos los países objeto de estudio son mayores que las diferencias. La gran similitud en sus aspectos generales, debería ser favorable para el proceso de armonización de la normatividad de los países y para la construcción de una institucionalidad regional en materia de hidrocarburos, que contemple instituciones y organizaciones.

En el presente, la política exterior de Venezuela tiene como factor medular y direccional la cooperación energética, lo cual podría favorecer la viabilidad de la integración, está realmente basada en la disposición fáctica de los recursos energéticos susceptibles de ser convertidos en energía y en la generación de alianzas para su explotación, o en la compartición de la energía ya generada, en términos económicamente rentables para el proveedor y el cliente.

La armonización futura de los marcos jurídicos nacionales deberá expresarse en una institucionalidad regional. El camino político-diplomático se encuentra razonablemente recorrido a favor de una integración energética andina que incluya a Brasil; esto lo evidencia el conjunto de acuerdos, resoluciones firmados por los gobiernos de los países asociados a la CAN, entre ésta y Brasil, y de manera bilateral entre éste último y algunos países en particular (Brasil-Venezuela; Brasil-Bolivia, etc.).

Donde todavía los esfuerzos integracionistas no han dado todos los resultados favorables esperados, es en el ámbito de la regulación que tendría como objeto formalizar y dar reglas de juego (instituciones regionales) al plano operativo.

Por otra parte, los benéficos asociados a la comercialización de energía están relacionados con la posibilidad del comercializador de "arbitrar"³⁴ entre precios diferentes, propios de cada mercado. Es importante resaltar, que existen diferencias de precios: los que surgen de factores económicos y aquellos que surgen de aspectos regulatorios. Estos últimos pueden ser efímeros.

En los casos donde se requieran inversiones significativas para fomentar la integración energética (electricidad y gas natural, sobre todo), las rentas de los arbitrajes deben ser mayores a los costos de las interconexiones. Debe haber un nivel razonable de riesgo para

34. Comprar en un mercado para vender en otro, quedándose con la diferencia de precio.

que pueda estimularse la participación privada. Una adecuada y estable regulación en los países de la región es fundamental.

Entre las debilidades que puede atribuirse a un proceso de integración energética andino-brasileña en términos más amplios que la cooperación bilateral actual (Venezuela-Colombia, en electricidad; Brasil-Bolivia, en gas natural; Brasil-Venezuela, en electricidad), está la baja disponibilidad de capitales nacionales intensivos, incluyendo los estatales, en la región, especialmente en una época como la actual de movilidad global de los capitales. Por consiguiente, una integración energética andino-brasileña que aspire ser exitosa en términos sociales y económicos, debe estimular la participación de los grandes capitales petroleros globales. La participación deberá estar por supuesto en correspondencia con los intereses nacionales y regionales. Tal situación resulta absolutamente viable en la medida en que todos los cuerpos jurídicos nacionales favorecen la participación privada en los negocios petroleros.

En algunos casos la garantía y estabilidad del suministro en cada país y en lo regional, dependerá de la realización de algunos proyectos (como el de Camisea en Perú, por ejemplo), que pueden ser puestos en funcionamiento de manera relativamente rápida si el ambiente es propicio para los negocios. Esto depende no solamente del funcionamiento del mercado o de la rentabilidad del proyecto, sino también de la disminución de las limitaciones para su desenvolvimiento. En algunos casos, es posible asociar la falta de suministro a la existencia de imperfecciones regulatorias.

En el caso del gas natural en la región, la existencia de oligopolios y monopolios en la mayoría de los sectores de la cadena de valor implica una oferta rígida de gas, con precios aparentemente no competitivos y posiblemente alejados de los precios marginales. La estructura de transporte y distribución es, en general, modesta, aunque existen, como se sabe, la proyección de numerosos ductos y redes de transmisión que atenuarían esta situación.

Un incremento de las interconexiones internacionales, dará beneficios que finalmente se traducirán en una mayor eficiencia económica y una mayor seguridad de abastecimiento. Algunos de estos beneficios pueden ser medidos en términos cuantitativos y otros con un sentido cualitativo. Entre los primeros están los que producen un efecto directo sobre los costos o precios. Entre los segundos, pueden señalarse, aquellos que, aunque puedan redundar en un menor im-

pacto sobre los precios, se orientan sobre todo a mejorar la calidad del mercado, como por ejemplo el fomento de una mayor competencia.

La integración entre los distintos mercados nacionales, debería responder, al menos, a dos criterios clave:

- a) Evitar que la oferta de energía, cualquiera que sea, quede limitada a su propia demanda doméstica.
- b) Ampliar y facilitar las opciones de la demanda y de la oferta a partir de una mayor competencia.

Aun cuando en el ámbito de los recursos y las condiciones generales, así como en lo político diplomático se puede pensar positivamente en torno de una integración energética andino-brasileña, existen todavía algunas limitaciones que superar, especialmente en el plano técnico y regulatorio. Así, por ejemplo, una integración energética exitosa depende de la compatibilización de las normas en materia de transporte por ductos, y en la transmisión eléctrica.

En tal sentido, la compatibilización de las normas o marcos regulatorios en materia energética implica una tarea compleja, la cual debe ser abordada en etapas:

Primera etapa:

- a) Gas con las actividades de transporte.
- b) Gas con las actividades de distribución.
- c) Gas con las actividades de industrialización.

Segunda etapa:

- a) Gas y transporte con las actividades de electricidad.

Tercera etapa:

- a) Las actividades hidrocarburíferas y electricidad paralelamente con los países vecinos, CAN, Mercosur, MCCA.

Retomando la compatibilización de los marcos regulatorios, se necesita liberar las oportunidades de inversión para favorecer, como ya se acotó, el ingreso de actores privados y fomentar el flujo de fondos de capitales de este tipo. Resulta prioritario la promoción de las inversiones privadas, con especial estímulo a las extranjeras, dado que los países en cuestión no tienen suficientes recursos financieros autogenerados, para financiar y solventar las inversiones necesarias que requiere el sector energía. Así mismo, resulta conveniente establecer sistemas abiertos en cuanto al acceso a la transmisión, en el caso de la energía eléctrica y el transporte, en el caso del gas natural.

Es necesario asumir en la regulación y en la planificación los pilares fundamentales de la estructuración de un mercado común. La

armonización de los esquemas de intercambio, desde una perspectiva macroeconómica debe asegurar, al menos, dos aspectos:

- a) Asegurar el libre intercambio de energía.
- b) Compatibilizar los marcos regulatorios.
- c) Por otro lado, el libre intercambio de energía, en un mercado regulado y eficiente debe, en atención a una transformación cualitativa.
- d) Eliminar las restricciones arancelarias.
- e) Evitar reglamentación para-arancelaria.
- f) Disminuir las posiciones dominantes de mercado que permitan establecer barreras selectivas.
- g) Armonizar los impuestos sectoriales, aunque lo óptimo sería alcanzar una estructura impositiva sectorial común.
- h) Homogenizar normas ambientales.
- i) Compatibilizar las normas de seguridad y de calidad.

Es así cómo dos recomendaciones clave en el presente podrían ser:

- a) Modificar las regulaciones de cada país: los países deberían trabajar en conjunto para definir las adecuaciones a sus regulaciones, a fin de crear un sistema de expansión y tarificación del transporte en el caso de ductos y redes de transmisión, que evite ineficiencias o iniquidades en las transacciones internacionales, que prevea el uso no discriminado de las redes de un país por agentes de otros países que deseen realizar transacciones.
- b) Establecer un ámbito de regulación regional. Puede ser conveniente la creación de un Regulador Regional, con alto grado de independencia y autonomía, el cual sea responsable de mantener actualizadas las reglas del mercado internacional, resolver conflictos entre partes y vigilar el funcionamiento del mercado energético. Podría ser considerado como una institución y organización adicional a las ya existentes en el Sistema Andino de Integración.

En tal sentido, puede señalarse que existen dos estrategias posibles para la reducción de las barreras a la integración energética andina, particularmente la de hidrocarburos: la creación de un mercado regional o la eliminación de cada barrera de manera individual. La creación de un mercado regional permite una discusión más amplia, incluyente y que puede derivar en acuerdos consensuales de mayor duración. No obstante, tendría que considerarse que una posible prolongación de la consecución de acuerdos no retarde soluciones parciales de algunas barreras existentes como, por ejemplo, algunas limitaciones a la participación de capitales privados.

Para que la segunda de las estrategias señaladas pueda ser viable, es necesario que:

- a) Los países se aseguren que los acuerdos en gestación tengan sosten legal que los haga válidos a largo plazo, tal como ha recomendado el Grupo de Reguladores en el Pacto Andino.
- b) Se profundicen los acuerdos de ministros que se están desarrollando para asegurar una mayor integración. Los acuerdos requieren:
 - 1) La institucionalidad para la regulación y la administración y operación del sistema energético regional.
 - 2) Fortalecimiento de compromisos firmes dado que los acuerdos desarrollados parecen considerar solamente el concepto de optimización del uso de oportunidad porque, a pesar de que incluyen los contratos de largo plazo lo hacen considerado que la capacidad se reconocerá sólo asociada a los flujos físicos.
 - 3) Es conveniente que los acuerdos (la institucionalidad regional), vayan precedidos de una evaluación conjunta de los beneficios sectoriales en el largo plazo para que de esta forma respondan a una visión sustentable.
- c) Exista la necesaria coordinación en materia de planificación entre las agencias estatales de planificación energética, con el fin de que se cree un sistema regional integrado de planificación energética. Se debería realizar una planificación regional a largo plazo, considerando las interconexiones eléctricas y gasoductos internacionales, teniendo en cuenta los riesgos del suministro a largo plazo.

En definitiva, es necesario la viabilización de la integración energética de los mercados andino, brasileño y sudamericano en general. El desarrollo y materialización de la integración energética regional ampliada garantizaría las posibilidades de autoabastecimiento energético regional, el desarrollo económico e integral de los países, el mejoramiento de la competitividad de la región ante otras zonas del mundo, y, posiblemente, la disminución de la conflictividad regional por mayor comunidad de intereses estratégicos comunes.

Referencias

- Acta de Reunión de Ministros Mercosur, Comunidad Andina, Montevideo, Uruguay, 14, 15 de diciembre de 2003.
- Acta de Santa Cruz de la Sierra, Consejo Presidencial Andino, Santa Cruz de La Sierra, Bolivia, 30 de enero de 2002.

- Acuerdo de Cartagena, Cartagena de Indias, 1969.
- Balestrini, César: *Economía y política petrolera*, tomo I, Caracas, 1994.
- Banco Interamericano de Desarrollo: "Integración energética en el Mercosur", Ampliado, Washington, 2001.
- BP Estatistical: *Review of World Energy*, British Petroleum, junio, 2004.
- Butrón, César: "Integración regional e integración física en la Comunidad Andina y Sudamérica", Ministerio de Energía y Minas del Perú, septiembre, 2003.
- Cisco Systems: "Energy Integration in Latin America", en *Business News Americas*, Cisco Systems, 2004.
- Código de Petróleos, República de Colombia, Bogotá, 10 de abril de 1953.
- Corporación Andina de Fomento: "Bolivia. Análisis del Sector Eléctrico", Informes Sectoriales de Infraestructura, Vicepresidencia de Infraestructura, Año 2, N° 1, marco, Caracas, 2004.
- Corporación Andina de Fomento: "Energía sin fronteras. Interconexión eléctrica suramericana. Mercados mayoristas", Bogotá, 2000.
- Corporación Andina de Fomento: "Perú. Análisis del sector eléctrico", Informes Sectoriales de Infraestructura, Vicepresidencia de Infraestructuras, Año 1, N° 2, Caracas, octubre, 2003.
- Corporación Andina de Fomento: "Venezuela. Análisis del sector eléctrico", Informes Sectoriales de Infraestructura, Vicepresidencia de Infraestructura, Año 2 N° 7, Caracas, agosto, 2004.
- Decisión 536 del 22 de septiembre de 2001.
- Decreto Supremo N° 2967, Ley de Hidrocarburos, Suplemento del Registro Oficial, Quito, República del Ecuador, 6 de noviembre de 1978; actualizaciones de febrero de 2001.
- Diálogo Presidencial sobre Futuro del Proceso de Integración y su Proyección en Suramérica, Quito, Ecuador 12 junio de 2004
- Documento SG/dt52/Rev.1, 23 de marzo de 1999.
- Enmienda Constitucional n° 9, de 09 de noviembre de 1995 de la Constitución de la República Federativa del Brasil.
- Espinasa, Ramón: "Desempeño del sector petrolero de Venezuela 1990-2003. Escenarios 2004-2008", Corporación Andina de Fomento, Caracas, 2003, inédito.
- Espinasa, Ramón: "Desempeño del sector petrolero del Ecuador 1990-2001", Corporación Andina de Fomento, Caracas, noviembre, 2002, inédito.
- Gaceta Oficial: Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, Gaceta Oficial de la República de Venezuela, N° 36.793, Caracas, 23 de septiembre de 1999.
- Gaceta Oficial: Ley Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, N° 37.323 de fecha 13 de noviembre de 2001.
- González, Milko Luis: "¿La era del gas?", en *Análisis de Coyuntura*, Vol. VIII, N° 1, 1-6, 2002, Caracas.
- Ley 141: República de Colombia, Bogotá 28 de junio de 1994.
- Ley 142: Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Diario Oficial N° 41.433, de 30 de abril de 1996, República de Colombia.
- Ley 26221: Ley Orgánica que Norma las Actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional, Lima, República del Perú, 20 de agosto de 1993.
- Ley de Hidrocarburos, República de Bolivia, La Paz, 30 de abril de 1996.
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Suplemento del Registro Oficial, Quito, República del Ecuador, jueves 10 de octubre de 1996 (reformas hasta agosto de 2000).
- Ley N° 1604, Ley de Electricidad, 21 de diciembre de 1994, La Paz, República de Bolivia
- Ley N° 9.478 del 6 de Agosto de 1997, Brasilia, República Federativa del Brasil.

- Manco Zanconetti, Jorge: "Las políticas energéticas en la Comunidad Andina", Comunidad Andina de Naciones, Lima, 2002, <www.comunidadandina.org>
- North, Douglas: *Instituciones, cambio institucional y desarrollo económico*, Fondo de Cultura Económica, México, 1995.
- OLADE: "La integración energética en el Pacto Andino. Mercados energéticos", Buenos Aires, 2002.
- OLADE: "La situación energética en América Latina. Mercados energéticos", Buenos Aires, 2003.
- Propuesta Andina de Acuerdo para el establecimiento de la Zona de Libre Comercio Comunidad Andina-Mercosur, 18 de septiembre de 1997. SG/dt5, 6 de octubre de 1997.
- Reglamento de la Organización Institucional del Sector Hidrocarburos, República de Bolivia, La Paz, 1996.
- Sanz Ramón: "La integración del sector energético de América del Sur. Mercados energéticos", trabajo presentado en 2^{da} Conferencia Hemisférica de Reguladores de Energía, Miami, 7 de marzo de 2002.
- Standart & Poor's: "Industry Report Card: Latin American Electric Utilities", The Mc Grau Hill companies, New York, mayo de 2004.
- Vicente, Oscar: "Hydrocarbons in Latin America and the Caribbean", Association of International Petroleum Negotiators, Buenos Aires, 2004.

Direcciones electrónicas

- Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil <www.aneel.gov.br>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia <www.anh.gov.co>
- Agencia Nacional del Petróleo de Brasil <www.anp.gov.br>
- Asociación Venezolana de Hidrocarburos <www.avhi.org>
- Comisión Reguladora de Electricidad y Gas de Colombia <www.creeg.gov.co>
- Comunidad Andina de Naciones <www.comunidadandina.org>
- Consejo Nacional de Electricidad (Conelec) de Ecuador <www.conelec.gov.ec>
- Corporación Andina de Fomento <www.caf.com>
- Departamento de Energía de los Estados Unidos <www.energy.gov>
- El Deber <www.eldeber.net/leyh.html>
- Empresa Colombiana de Petróleo <www.ecopetrol.com.co>
- Guni6n <www.gunion.com>
- Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela <www.mem.gov.ve>
- Organización Latinoamericana de Energía <www.olade.org>
- Petr6leos de Venezuela Sociedad An6nima <www.pdvsa.com>
- Petrobras <www.petrobras.com>
- Presidencia de la Rep6blica de Colombia. Programa Presidencial de Lucha contra la Corrupci6n <www.anticorrupcion.gov.co>
- Proyecto Camisea <www.camisea.com.pe>
- Secretar6a del Senado de la Rep6blica de Colombia <www.secretariasenado.gov.co>
- Senado de la Rep6blica Federativa del Brasil <www.legis.senado.gov.br>
- Superintendencia de Hidrocarburos de Bolivia <www.euperhid.gov.bo>
- Yacimientos Petrol6feros Fiscales Bolivianos <www.ypfb.gov.bo>