
recursos naturales e infraestructura

Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe

Ariela Ruiz-Caro



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e
Infraestructura

Santiago de Chile, abril del 2006

Este documento fue preparado por Ariela Ruiz-Caro, Consultora, bajo la supervisión de Fernando Sánchez-Albavera, Director de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

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

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN impreso 1680-9017

ISSN electrónico 1680-9025

ISBN: 92-1-322887-2

LC/L.2506-P

N° de venta: S.06.II.G.38

Copyright © Naciones Unidas, abril del 2006. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
I. Introducción	7
II. La integración energética en el ámbito hemisférico	9
A. El petróleo en el proyecto de integración energética hemisférica	10
B. Evolución de la iniciativa energética hemisférica	14
III. Iniciativas regionales de cooperación energética y suministro de hidrocarburos	21
A. La iniciativa Petroamérica	22
B. El Programa de Integración Energética Mesoamericana.....	39
C. Propuestas de integración gasífera en Sudamérica.....	41
D. Los Acuerdos de suministro de petróleo	45
IV. Acuerdos de cooperación energética en el marco de los convenios de integración	51
A. Iniciativas en la Comunidad Andina	51
B. Iniciativas en el MERCOSUR	56
C. Iniciativas energéticas en el sistema económico Centroamericano	59
D. Iniciativas en la ALADI.....	62
V. Interconexiones eléctricas como resultado de la construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales del Acuífero Guaraní	71
VI. Síntesis y conclusiones	75
Bibliografía	79
Serie recursos naturales e infraestructura: números publicados	81

Índice de cuadros

Cuadro 1	Suministro diario de crudo en el marco del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas	46
----------	---	----

Índice de recuadros

Recuadro 1	El mercado energético de América del Norte.....	11
Recuadro 2	Plan de acción sobre cooperación energética hemisférica	16
Recuadro 3	Compromisos de cooperación energética hemisférica en la Primera Cumbre Presidencial de las Américas	17
Recuadro 4	Declaración de Caracas	23
Recuadro 5	Áreas de cooperación de Petroamérica	24
Recuadro 6	Objetivos de Petrocaribe	27
Recuadro 7	Objetivos principales de la iniciativa Petrosur	29
Recuadro 8	Acuerdos entre Brasil y Venezuela en el área de la energía, petróleo y gas	31
Recuadro 9	Creación de la empresa petrolera estatal argentina Enarsa.....	32
Recuadro 10	Lista de los servicios y productos que ofrece Cuba a Venezuela.....	49
Recuadro 11	Reglas para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad.....	52
Recuadro 12	Metas del grupo de trabajo de los organismos reguladores del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (GTOR)	54
Recuadro 13	Resultados concretos de la interconexión eléctrica.....	56
Recuadro 14	Accionistas de la empresa propietaria de las líneas de transmisión eléctrica de Centroamérica.....	61
Recuadro 15	Avance del diseño del mercado eléctrico regional de Centroamérica.....	62
Recuadro 16	Régimen de solución de controversias en el acuerdo de complementación económica entre Argentina y Chile	64
Recuadro 17	Proyecto hidroeléctrico de Yacyretá	73
Recuadro 18	Proyecto hidroeléctrico de Itaipú	73
Recuadro 19	Proyecto hidroeléctrico de Salto Grande.....	74

Índice de gráficos

Gráfico 1	Estados Unidos: Consumo y producción de petróleo.....	12
Gráfico 2	Importaciones de petróleo USA por origen.....	13

Resumen

El estudio tiene como objetivo analizar los múltiples acuerdos de cooperación energética que existen en la región en los ámbitos del suministro de petróleo, gas y electricidad, y la compatibilidad que existe entre ellos en la perspectiva de la integración energética regional. Se busca, asimismo, caracterizar las estrategias que impulsan los principales promotores de las iniciativas de integración energética en la región.

El trabajo comprende cinco partes. Luego de la presentación general del contenido, en el segundo capítulo se realiza un análisis de la propuesta de Integración Energética Hemisférica, surgida y promovida en el marco de la Cumbre de las Américas desde mediados de la década de los noventa, así como el rol de América Latina y el Caribe en este proyecto. Se evalúa el proceso de su consolidación, así como de su posterior pérdida de vigencia en la región. Asimismo, se identifican los factores que hacen que el petróleo sea el recurso estratégico más importante en la definición de la política energética norteamericana para el hemisferio.

El tercer capítulo aborda las iniciativas regionales de cooperación energética y suministro de hidrocarburos, entre las cuales figuran la propuesta de integración energética en el marco de Petroamérica y sus componentes PETROCARIBE, PETROANDINA y PETROSUR, impulsada por Venezuela. Asimismo, el Programa de Integración Energética Mesoamericana impulsado recientemente por México; los acuerdos de suministro de petróleo en el que participan conjuntamente México y Venezuela, como el Acuerdo de San José, vigente desde 1980; el Acuerdo Energético de Caracas y el Convenio

Integral de Cooperación suscrito con Cuba, ambos vigentes desde el 2000. También se abordan los proyectos del anillo energético y del gasoducto del sur.

En el cuarto capítulo se analizan los acuerdos de cooperación energética en el marco de los convenios de integración de Centroamérica, la Comunidad Andina, el MERCOSUR, y la ALADI. Finalmente, en el último, se describen los acuerdos bilaterales vinculados a las interconexiones eléctricas como resultado de los grandes proyectos binacionales de generación eléctrica desarrollados por los estados nacionales, predominantemente con financiamiento externo, que se constituyeron en piezas claves en el sostenimiento del proceso de industrialización durante el último tercio del siglo XX.

I. Introducción

La integración de los mercados de energía en América Latina ha sido discutida por más de tres décadas. Una expresión de ello fue la creación de las organizaciones regionales ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana), CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional) y OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), durante las décadas de los sesenta y setenta. Otros pasos concretos hacia la integración de los mercados energéticos durante ese período fueron los proyectos hidroeléctricos binacionales (Salto Grande, Itaipú y Yacyretá) en los que participaron los países que hoy son miembros del MECOSUR.

Durante los noventa, las iniciativas de integración energética retomaron un nuevo impulso en un marco más amplio: el continental. Los planteamientos surgieron en el marco de la Cumbre de las Américas, que tuvo como génesis la Iniciativa para las Américas, planteada por el gobierno de Estados Unidos en 1989. En la base de la entonces denominada “Iniciativa Energética Hemisférica” estuvieron las reformas delineadas en el Consenso de Washington. En el sector energético, se propuso eliminar los obstáculos a las operaciones de las empresas extranjeras en todas las ramas de la industria energética, desde la exploración y producción de gas y petróleo, hasta la distribución y venta de productos en el mercado final.

Ello no siempre fue posible por los límites vigentes en las Constituciones de algunos países. No obstante, las leyes de inversión extranjera implementadas en la mayoría de países de la región, y consolidadas en los TLC que muchos países han firmado o se encuentran negociando con Estados Unidos, han intentado asegurar que las inversiones, en particular en el sector energético, operen con el

menor número de restricciones posibles, con el fin de favorecer el ingreso de capitales en esta actividad.

Los principios rectores de la Iniciativa Energética Hemisférica tuvieron un gran impulso desde antes de ser anunciada en 1995, pero fue perdiendo dinamismo al final de la década. Las reformas en el sector, no lograron los resultados esperados, especialmente en aquellos países que vendieron sus empresas petroleras y gasíferas estatales. Algunas organizaciones consideran que, en América Latina, su privatización no fue el mejor camino para desarrollar la industria energética y, en algunos de los países que sí lo hicieron, se presentan actualmente problemas relacionados con el suministro energético.

En la medida en que los pilares de la propuesta de Integración Energética Hemisférica basada en la privatización, apertura comercial y desregulación del sector han empezado a ser cuestionados, han surgido nuevos planteamientos de cooperación e integración energética. Éstos no sólo han implicado un cambio de enfoque, sino que se han circunscrito, nuevamente, al ámbito latinoamericano. Es el caso de la Iniciativa Petroamérica.

Aunque los detalles de su instrumentación todavía son incipientes, ésta es concebida como una alianza estratégica entre las operadoras energéticas nacionales a fin de fortalecerlas y convertirlas en instrumentos eficaces y eficientes para garantizar el suministro energético en la región, así como su integración posterior. Se parte de la consideración que la integración energética es un asunto de los Estados y de los gobiernos, lo cual no implica la exclusión de sectores empresariales privados. Asimismo, plantea la complementariedad económica y tiene como fin reducir los costos energéticos derivados de factores especulativos y geopolíticos en los países de la región. Se trata de una iniciativa a desarrollarse en forma progresiva, a través de acciones y acuerdos bilaterales o subregionales. En el marco de esta iniciativa, se planea construir el Gasoducto del Sur, que uniría las reservas gasíferas de Venezuela, con el sur de Argentina, pasando por Brasil.

La presencia de enfoques distintos –en algunos casos contrapuestos– en la visión de la integración energética no ha impedido que se hayan registrado avances en el plano de la interconexión energética, especialmente en el sector eléctrico, tanto en el MERCOSUR, como en los países de la Comunidad Andina y los centroamericanos. En algunos casos, dichas interconexiones se han visto facilitadas por normativas subregionales de interconexión e intercambio intracomunitario. La interconexión gasífera ha registrado menores avances, y han tenido lugar básicamente en el MERCOSUR.

Por otro lado, no sólo ha seguido vigente el Programa de Cooperación Energética (Acuerdo de San José), impulsado por México y Venezuela, para once países centroamericanos y del Caribe, sino que se ha creado otro adicional: el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas. Sin embargo, la integración energética, entendida como un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permite, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración, es aún un anhelo todavía lejano en la región.

II. La integración energética en el ámbito hemisférico

El área energética fue uno de los ámbitos más importantes del proyecto hemisférico de integración continental propuesto por Estados Unidos. Es así, que los lineamientos que regirían, más adelante, la Integración Energética Hemisférica (IEH), fueron lanzados y promovidos paralelamente al proyecto para la creación del Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA).

En efecto, el Plan de Acción adoptado por 34 países del continente durante la primera Cumbre de las Américas realizada en Miami, en 1994, incluyó aspectos orientados a promover la cooperación energética regional y el desarrollo de políticas que facilitarían la inversión privada en ese sector. Estados Unidos, a través del Departamento de Energía, y Venezuela, a través del Ministerio de Energía y Minas, fueron designados coordinadores de la Iniciativa Energética Hemisférica.

En aquella oportunidad, la declaración presidencial consideró que el desarrollo económico sostenible requería de la cooperación hemisférica en el campo de la energía y que, en el marco de ésta, se debían incrementar las inversiones. De los tres recursos más importantes en torno a los cuales puede darse la cooperación e integración energética –petróleo, gas y electricidad–, el petróleo es, sin duda, el recurso estratégico más importante y el que mayor influencia sigue teniendo en la definición de la política energética norteamericana para el hemisferio.

A. El petróleo en el proyecto de integración energética hemisférica

El hecho que Estados Unidos sea el principal consumidor de petróleo en el mundo –a pesar que su población sólo representa 4% del total mundial– y que, de los casi 20 millones de barriles diarios que se consumen en el país, 54% sea importado, explica que la seguridad de su abastecimiento constituya una política de Estado.

El caso del gas es distinto. Estados Unidos produce anualmente alrededor de 19 trillones de pies cúbicos y consume cerca de 22,5 trillones, un 18% más de lo que produce. Éste déficit –relativamente reducido de su consumo– lo importa de Canadá, que produce anualmente 6,5 trillones de pies cúbicos y consume sólo la mitad de su producción. Canadá, además, ha tenido en los últimos años una producción que ha tendido a ser creciente. Al igual que en el caso del petróleo, Estados Unidos es el principal consumidor mundial de gas. En este rubro -a diferencia del petróleo, donde registra el primer lugar en el ranking mundial de producción- ocupa el segundo lugar después de Rusia, que produce unos 21,7 trillones de pies cúbicos anuales.

En cuanto a las reservas de gas, Estados Unidos concentra cerca de las tres cuartas partes de las existentes en América del Norte, Canadá cerca del 20%, y México el resto. Las reservas de gas de Estados Unidos superan en alrededor de 25% a las de Venezuela, las más importantes de América del Sur. En cambio, con respecto al petróleo, las reservas de Venezuela triplican a las existentes en Estados Unidos.

Con respecto al sector eléctrico, Canadá, México y Estados Unidos están tomando medidas para desarrollar su infraestructura. Actualmente se procuran permisos para instalar más líneas del tendido eléctrico que conecten Estados Unidos y México¹ (ver recuadro 1).

Todas estas acciones en términos de interconexión energética en América del Norte son importantes. Sin embargo, en el suministro de petróleo, es fundamental la participación de otros productores de la región. Los pronósticos en Estados Unidos indican que su producción en el largo plazo no se incrementará. Dado que el consumo continuará creciendo, las importaciones de petróleo también lo harán. Se estima que para el año 2020, el 66% del consumo de petróleo deberá importarse. A juicio de las autoridades norteamericanas, esta creciente dependencia de las importaciones de petróleo, pueden constituirse en una amenaza a su seguridad nacional y su bienestar económico.²

Los antecedentes recientes de esta preocupación del gobierno de Estados Unidos se remontan a 1977. En aquel año, Estados Unidos importaba 46,5% de su consumo de petróleo. Ante tales niveles de importaciones, y en un escenario de incremento de los precios del crudo, se estableció un ente encargado de la supervisión energética, el Departamento de Energía, con el objetivo de investigar y encontrar nuevas fuentes energéticas, y hacer más eficiente su consumo.

Las medidas adoptadas dieron inicialmente buenos resultados. Efectivamente, tuvo lugar una mayor eficiencia en el uso del petróleo, la cual se expresó en la reducción, a la mitad del consumo de petróleo y gas natural por cada dólar de producto bruto interno generado entre 1973 y 2002.

En materia de reducción de las importaciones, los resultados fueron inicialmente satisfactorios, pero el descenso de los precios del petróleo durante la década de los ochenta y la mayor parte de los noventa, así como el incremento de la demanda, una producción declinante, y otras consideraciones económicas, logísticas y políticas, dieron lugar a un nuevo incremento de las importaciones petroleras.

¹ Joseph Dukert, conferencista sobre temas energéticos en la Escuela de Estudios Internacionales Avanzados de la Universidad Johns Hopkins, citado por McCutchan y Domenick DiPasquale, Servicio Noticioso del Departamento de Estado Publicado en la cadena Organización Editorial Mexicana el 3 de agosto de 2001

² International Energy Agency, Department of Energy.

Recuadro 1**EL MERCADO ENERGÉTICO DE AMÉRICA DEL NORTE**

La reforma de la regulación energética y el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), han generado condiciones para crear un mercado energético continental de facto entre Estados Unidos, México y Canadá.

Canadá sigue siendo el mayor socio comercial de Estados Unidos en materia energética y el principal proveedor extranjero de petróleo crudo, gas natural y electricidad en el mercado estadounidense.

El Estado mexicano es el único dueño de los yacimientos de petróleo y gas natural del país, y la producción la controla la compañía petrolera estatal Petróleos Mexicanos (Pemex). Sin embargo, la legislación aprobada en 1995 enmendó la constitución mexicana para permitir que compañías privada, tanto nacionales como extranjeras, construyan y operen gasoductos, y adquieran y operen sistemas de distribución de gas para proveer a los consumidores.

Hubo también cambios en la regulación de la electricidad en México. Las reformas establecidas en 1992 permiten a los productores y cogeneradores de electricidad mexicanos independientes una participación limitada en el sector energético. Aunque la electricidad la controla en su mayor parte la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, que genera 92 % de la electricidad del país, ahora es posible que las empresas privadas generen electricidad para su propio consumo y vendan el excedente a la red de la CFE.

Otros cambios permiten la inversión de capital privado en la construcción de la infraestructura de la energía eléctrica, que México necesita debido a su creciente población y crecimiento económico. Uno de esos acontecimientos es la construcción, por compañías de Estados Unidos y otros países, de gasoductos que llevan a México gas natural para las plantas generadoras de electricidad, las cuales pueden ser propiedad de intereses privados. En segundo lugar, la autorización de la Comisión Reguladora de Energía de México para que se construya una planta de generación de electricidad en el norte de Baja California, la cual comprará gas natural estadounidense y, a su vez, le suministrará a San Diego un tercio de la electricidad que produce.

Estados Unidos y México mantienen también una relación comercial muy activa en lo que se refiere al petróleo crudo. México, que produce 3.5 millones de petróleo crudo por día, es uno de los principales proveedores extranjeros de petróleo para Estados Unidos, que al presente importa un total de 10 millones de barriles por día. Aproximadamente 1.4 millón de barriles diarios, o sea el 14 % del total, provienen de México. Estados Unidos importa también 1.8 millón de barriles diarios de Canadá, cifra que comprende productos refinados del petróleo.

Aunque México es un exportador neto tanto de petróleo crudo como de productos refinados, debe aún importar productos, inclusive una cuarta parte de su consumo de gasolina, debido a su insuficiente capacidad de refinación. La mayor parte de estas importaciones proviene de Estados Unidos.

Fuente: Kiersten McCutchan y Domenick Di Pasquale, Servicio Noticioso del Departamento de Estado Publicado en la cadena Organización Editorial Mexicana el 3 de agosto de 2001.

Desde 1967 hasta 1977, las importaciones crecieron significativamente, alcanzando en ese año un pico de 48%. Desde ese año empezaron a caer, llegando a 32-35% entre 1982 y 1985. A partir de entonces fueron incrementándose, hasta llegar, a partir de 1994, a superar el 50%. En dicho año, las importaciones superaron por primera vez los niveles internos de producción de petróleo y, desde entonces, las importaciones han bordeado el millón de barriles diarios sobre el nivel de producción (ver gráfico 1).

1. Importancia estratégica del petróleo para Estados Unidos

Si bien la consideración del petróleo del Golfo Pérsico como asunto de seguridad nacional data de mucho tiempo atrás, uno de los antecedentes, relativamente recientes de la importancia estratégica otorgada por el gobierno de Estados Unidos al abastecimiento de petróleo, ha sido la denominada Doctrina Carter. Al iniciarse la invasión de la ex Unión Soviética a Afganistán y al producirse la revolución islámica en Irán, a fines de la década de los setenta, se anunció que cualquier acción destinada a obstruir el flujo del petróleo en el Golfo Pérsico sería considerada como un "ataque a los intereses vitales de los Estados Unidos de América", y que éste sería "repelido por todos los medios necesarios, incluida la fuerza militar".³

Años más tarde, el Secretario de Estado Adjunto para Asuntos del Cercano Oriente, Robert Pelletrau, explicitó lo que consideraba "las mayores iniciativas de la política exterior de Estados Unidos en esa zona (...) Hoy existen pocas zonas en el mundo, como el Cercano Oriente, donde convergen tantos intereses importantes de Estados Unidos: asegurar la paz árabe – israelí, preservar

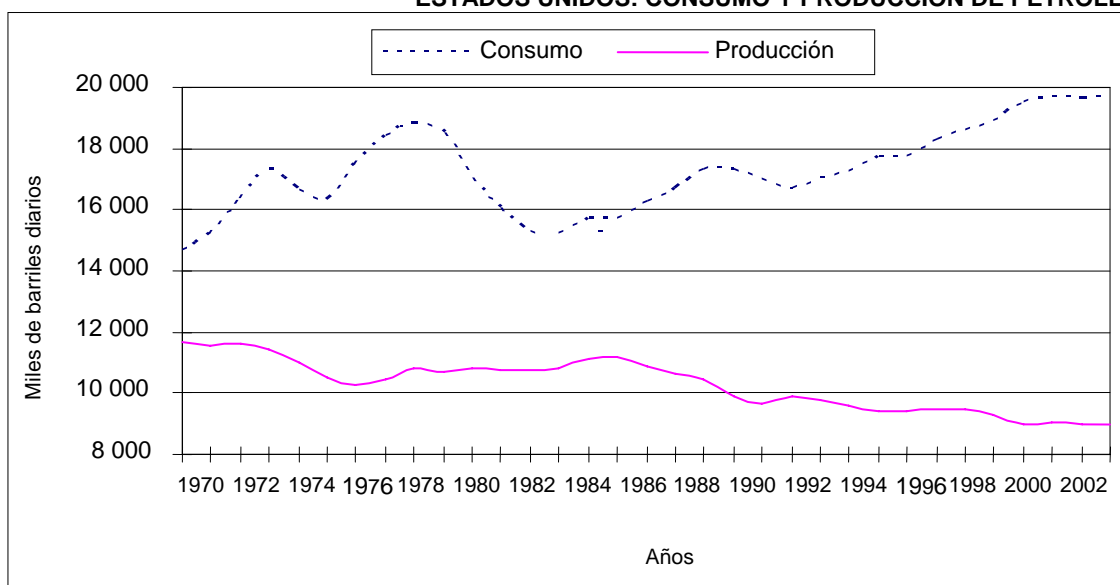
³ Declaraciones del presidente de los Estados Unidos, Jimmy Carter, 23 de enero de 1980.

la seguridad y bienestar de Israel, garantizar el flujo de petróleo del Golfo, contener las amenazas de Irán, Iraq y Libia, combatir al terrorismo, frenar la proliferación de armas de destrucción masiva, lograr el acceso para las empresas estadounidenses, fomentar regímenes políticos y económicos más abiertos”.⁴

Aunque inicialmente esta política se aplicó en el área del Golfo Pérsico, los gobiernos posteriores la extendieron a otras regiones como la cuenca del Mar Caspio. En 1997, el presidente Clinton afirmó que el acceso al petróleo de la región del Mar Caspio era un asunto de seguridad nacional para Estados Unidos, por el gran potencial de reservas hidrocarburíferas existentes.

La creciente dependencia de las importaciones petroleras dio lugar a que durante la administración del presidente Bush, el vicepresidente Dick Cheney presentara en mayo de 2001 un informe elaborado por el National Energy Policy Development Group. Este documento estableció una estrategia destinada a responder al aumento de las necesidades de petróleo de Estados Unidos durante los siguientes veinte años. Aunque el informe menciona ciertas medidas destinadas a economizar energía, se incluyen propuestas que apuntan a garantizar el acceso a las reservas energéticas en el mundo.

Gráfico 1
ESTADOS UNIDOS: CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



Fuente: Elaboración del autor sobre la base de datos de la Agencia Internacional de Energía.

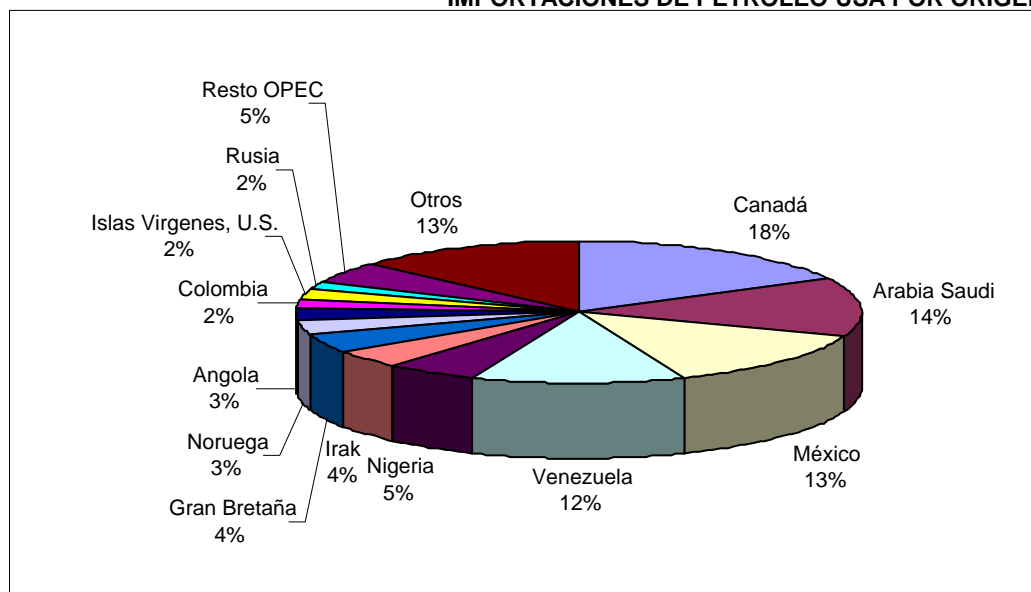
Las implicaciones internacionales de la política energética establecida en el informe preparado por el National Energy Policy Development Group de mayo de 2001, se hacen explícitas en el último capítulo “Afianzar las alianzas globales”. Según el informe, la dependencia estadounidense respecto al petróleo extranjero habría de pasar del 52% del consumo total de 2001 al 66% en 2020. Al aumentar también el consumo total, Estados Unidos deberá importar, en 2020, un 60% más de petróleo que en la actualidad, pasando así de 10,4 millones de barriles diarios a unos 16,7 millones. Este nivel de consumo sólo puede conseguirse si los proveedores extranjeros incrementan su producción y venden más cantidad de crudo a Estados Unidos.

El informe recomienda a la Casa Blanca convertir el desarrollo de las importaciones petroleras en “una prioridad de la política comercial y exterior”. A fin de responder a las necesidades del país, el informe aconseja a la administración que se concentre en dos objetivos. El

⁴ Citado por. Quagliotti de Bellis, Bernardo, en “Constantes Geopolíticas en Oriente Cercano. La sórdida guerra del petróleo.” Publicado en www.gestopolis.com

primero, consiste en aumentar las importaciones procedentes de los países del Golfo Pérsico, que poseen alrededor de dos terceras partes de las reservas energéticas mundiales. Puesto que no existe otra región en el mundo que pueda aumentar su producción con tanta rapidez, el informe recomienda llevar a cabo unos “enérgicos esfuerzos diplomáticos” encaminados a lograr que Arabia Saudita y otros países vecinos den facilidades a las empresas estadounidenses para llevar a cabo importantes trabajos de modernización de su infraestructura.

Gráfico 2

IMPORTACIONES DE PETRÓLEO USA POR ORIGEN

Fuente: Elaboración del autor sobre la base de datos de EIA y British Petroleum.

El segundo objetivo busca aumentar la “diversidad” geográfica de las importaciones de Estados Unidos, a fin de reducir las consecuencias económicas de futuros conflictos, en una región permanentemente inestable. “La concentración de la producción petrolera en una sola región del mundo puede contribuir a la inestabilidad del mercado”, precisa el informe. Por consiguiente, “la diversificación de las fuerzas de abastecimiento tiene una importancia capital”. Para promoverla, el informe sugiere una estrecha colaboración con las empresas estadounidenses del sector energético, destinada a aumentar las importaciones a partir de la cuenca del Mar Caspio (especialmente de Azerbaiyán y de Kazajstán), del África subsahariana (Angola y Nigeria) y de América Latina (Colombia, México y Venezuela).⁵

El informe ratifica la importancia que el suministro de petróleo proveniente de fuentes del hemisferio, es fundamental en el diseño de su geopolítica. Más del 40% de las importaciones de petróleo provienen del hemisferio. Sólo tres países, Canadá, México y Venezuela, proveen el 17%, 13%, y 12%, respectivamente (ver gráfico 2). El problema es que la vida útil de las reservas de Canadá, así como las de México son reducidas. En cambio, las de Venezuela, tienen mayor alcance, por lo cual ese país es fundamental en la construcción del proyecto de integración energética.

2. América Latina en el proyecto de integración energética hemisférica

América Latina y el Caribe consumen 6,4 millones de barriles diarios de petróleo que equivalen al 8,4% del consumo mundial. Si se lo compara con los 10,2 millones de barriles diarios que produce, se observa que registra un importante potencial exportador. La particularidad de las

⁵ Ver Report of the National Energy Policy Development Group. Mayo 2001 y Klare, Michael, “Guerra por los recursos. El futuro escenario del conflicto global”, Ediciones Urano, 2003.

exportaciones de los países petroleros de la región, es que éstas se comercian casi totalmente dentro de la región americana.

Estados Unidos, absorbe la mayor parte de los excedentes de la producción de la región, especialmente de México y Venezuela, países que conjuntamente concentran más del 80% de las exportaciones petroleras de América Latina y el Caribe, México y Venezuela ocupan el tercer y cuarto lugar, respectivamente, como principales proveedores mundiales de petróleo crudo al mercado de los Estados Unidos.

En ese sentido, como la mayor parte de los excedentes petroleros de América Latina se canalizan a Estados Unidos y al interior de la región, ésta no constituye un área de interés estratégico para Europa o Asia, que cifran sus expectativas de suministro petrolero en Rusia, la región del Mar Caspio, Medio Oriente, y en menor medida, África.

Otro aspecto importante de señalar es que los costos totales de la oferta de petróleo bruto⁶ en América Latina se sitúan en un rango que va desde 4 a 7 dólares el barril (estos últimos corresponden al costo de la explotación costa afuera en Brasil), mientras que los de Medio Oriente ascienden aproximadamente a 4 dólares el barril. En Estados Unidos el costo promedio es de 9.7 dólares el barril (CEPAL, 2001).

A diferencia de otras regiones del mundo como Medio Oriente, África y el Mar Caspio, América Latina tiene en perspectiva un mercado de consumo más importante. Aquéllas son importantes productoras de petróleo, pero registran consumos inferiores a los de América Latina y el Caribe en su conjunto. Actualmente, dichas regiones son importantes productoras de petróleo, pero registran consumos inferiores a los de América Latina y el Caribe en su conjunto. La región produce 13% del total mundial -poco más que el 10,6% que produce África- pero su participación en el consumo mundial es casi el triple que el de África (8,4% contra 3,4%). En perspectiva, se estima que la tasa de crecimiento promedio anual del consumo en América Latina hasta el año 2025 registrará un 2,4%, mientras que la de África lo hará a una tasa de 1,2% durante el mismo período. Las proyecciones de crecimiento del consumo de petróleo para la región latinoamericana son, asimismo, mayores que las de la región del Mar Caspio o Medio Oriente.⁷

En ese sentido, desde la perspectiva del gobierno de Estados Unidos, la integración energética no sólo se centra en garantizar el suministro de hidrocarburos a su mercado, sino en la participación de las empresas en un mercado con importante potencial de producción y consumo.

B. Evolución de la iniciativa energética hemisférica

1. Antecedentes

Las acciones correspondientes a la política de integración energética hemisférica fueron definidas en el Plan de Acción de la primera cumbre presidencial de las Américas realizada en Miami en diciembre de 1994. “La nueva era del crecimiento económico” que los gobiernos declararon haber iniciado, se basaría en “una mayor cooperación económica, en un comercio más libre y en mercados abiertos (...) El desarrollo económico sostenible requiere de la cooperación hemisférica en el campo de la energía.”⁸

La Iniciativa Energética Hemisférica fue lanzada en el marco de un proceso de modernización del sector energético que ya se había iniciado durante los noventa. Parte de las

⁶ Además de los costos de producción, en la industria petrolera también se usan como indicadores los costos de exploración y desarrollo, que se definen como el costo de encontrar nuevas reservas de petróleo –lo que incluye las actividades exitosas y no exitosas (pozos secos)–, así como las inversiones destinadas al desarrollo de los campos para la producción de petróleo.

⁷ Ver Ruiz Caro, Ariela, “Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo”, Serie Recursos Naturales N° 69, diciembre de 2003, CEPAL, Santiago de Chile.

⁸ Primera Cumbre de las Américas, Plan de Acción suscrito por los Jefes de Estado y de gobierno. Miami, Florida, 9 al 11 de diciembre de 1994.

medidas recomendadas, sobre todo en lo relativo al tratamiento a la inversión en este sector, fueron esbozadas, tanto en el marco del Consenso de Washington, como en la Iniciativa de las Américas, en 1989, y en junio de 1990, respectivamente. En mayor o en menor grado, los países de la región liberalizaron sus regímenes de tratamiento a las inversiones, así como en el sector de servicios, desde principios de la década de los noventa. En algunos casos como Chile y Bolivia, las reformas se realizaron con anterioridad.

Como es sabido, la plena libertad de mercado, la disciplina fiscal y la desregulación del Estado constituirían los ejes centrales de una estrategia que permitiría resolver el estancamiento económico de la década de los ochenta. A su vez, la Iniciativa de las Américas se fundamentó en tres pilares: creación de una zona de libre comercio hemisférica; desregulación, así como garantías para atraer inversiones extranjeras; y, reducción de la deuda contraída con el gobierno de Estados Unidos, si se adoptaban profundas reformas económicas con el apoyo del Banco Mundial, FMI y BID. El ingreso libre de las empresas norteamericanas a los recursos y al mercado energético de América Latina, constituyó uno de los propósitos centrales.

Sin embargo, después del lanzamiento de dicha Iniciativa, sobrevino un período de estancamiento motivado por el conflicto en el Golfo Pérsico, por la recesión de comienzos de los años noventa en la economía norteamericana y por las dificultades que tuvo la administración Clinton para conseguir la aprobación del Congreso, de la incorporación de México al Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). Recién después de que el Congreso de los Estados Unidos ratificó su incorporación, se realizó la primera Cumbre Presidencial de las Américas, en Miami, en 1994, en el marco de la cual se anunció también la creación del ALCA.⁹

De esta manera, el objetivo de crear una “zona hemisférica de libre comercio” conforme a lo establecido en la Iniciativa para las Américas lanzada por el presidente Bush en junio de 1990, fue retomado por la administración del presidente Clinton.¹⁰ Durante su período de gobierno (1993-2000), se mantuvieron los ejes rectores de dicha Iniciativa, pero se introdujeron nuevos temas relacionados con la integración económica hemisférica. Uno de ellos fue la integración energética. Los otros fueron el desarrollo económico sostenible, la defensa del medio ambiente, el fortalecimiento de la democracia y la lucha contra el narcotráfico.

Es importante destacar, que las medidas para lograr los objetivos en materia de desregulación, apertura comercial y libre circulación de servicios vinculados al sector energético, no son parte del texto de la Iniciativa Energética Hemisférica sino de los capítulos de inversiones, así como el de servicios, que son parte del ALCA y de los Tratados de Libre Comercio (TLC). Las acciones establecidas en el Plan de Acción sobre la cooperación energética otorgan, sobre todo, énfasis en la eficiencia energética, promoción de energías renovables y limpias, uso de tecnologías no contaminantes, entre otros. El hecho que la Iniciativa Energética Hemisférica no aborde de manera explícita la relación entre privatización del sector y la cooperación energética se debió a que las dos principales empresas estatales productoras de petróleo, de Venezuela y México, así como la de Brasil, principal importador latinoamericano de energía, seguían manteniendo, aunque con distintos matices, el control de la actividad petrolera (ver recuadro 2).

⁹ Los contenidos previstos en el ALCA fueron similares a los establecidos en el TLCAN.

¹⁰ Luego de la Cumbre de Miami en 1994, hubo un nuevo receso, motivado, inicialmente, por la derrota demócrata en las elecciones de noviembre de 1994 y mantenido después por las vicisitudes de la elección presidencial estadounidense de 1996, así como de una permanente oposición del Congreso para renovar la autorización de negociación por la vía rápida, requisito considerado como indispensable para agilizar la conformación del área hemisférica de libre comercio. Recién en marzo de 1998, durante la Segunda Cumbre de las Américas realizada en Quebec, y a ocho años del lanzamiento de la "Iniciativa Bush", se pusieron formalmente en marcha las negociaciones, acordándose que ellas deberían ser concluidas a más tardar durante el año 2005.

PLAN DE ACCIÓN SOBRE COOPERACIÓN ENERGÉTICA HEMISFÉRICA**Cooperación energética***

Las naciones del Hemisferio han iniciado una nueva era de crecimiento económico. Esta nueva era se basa en una mayor cooperación económica, en un comercio más libre y en mercados abiertos. El desarrollo económico sostenible requiere de la cooperación hemisférica en el campo de la energía.

Los gobiernos:

- Convocarán una reunión de seguimiento de los representantes hemisféricos en el primer semestre de 1995 para fomentar la cooperación orientada a estudiar vías para desarrollar la industria energética en el Hemisferio, que sean compatibles con las estrategias nacionales para la energía menos costosas y con las actividades descritas en la "Alianza para el Uso Sostenible de la Energía," en los siguientes campos:
- Considerarán de vías que permitan utilizar el sector energético en la promoción del crecimiento económico sostenible.
- Cooperarán para estudiar vías que permitan optimizar y facilitar los mecanismos de financiamiento por parte de las instituciones financieras internacionales con el fin de apoyar el desarrollo de los proyectos en el sector energético, especialmente de aquellos relativos al mejoramiento de la eficiencia en el uso de la energía y a la energía renovable no convencional.
- Cooperarán para promover las inversiones de capital y fomentar el uso de mecanismos financieros innovadores para incrementar las inversiones en el sector energético y aumentar la eficiencia del uso de la energía y de la energía renovable no convencional, de acuerdo con las leyes y las necesidades de desarrollo de cada país.
- Proveerán el uso de tecnologías energéticas eficientes y no contaminantes, tanto convencionales como renovables, que conduzcan a un mayor nivel de conocimientos y experiencia técnica en este campo.
- Considerarán de la ampliación de los esfuerzos en curso para establecer instalaciones eléctricas y de otros tipos de energía, de acuerdo con los marcos reglamentarios internos y, cuando así proceda, de conformidad con los acuerdos subregionales.

Fuente: Primera Cumbre de las Américas, Plan de Acción suscrito por los Jefes de Estado y de Gobierno asistentes. Miami, Florida, 9 al 11 de diciembre de 1994.

2. Fase de impulso y consolidación de la integración hemisférica energética

Con el fin de dar cumplimiento a las medidas adoptadas en el Plan de Acción de Miami relativo al ámbito de la cooperación energética,¹¹ así como al de su uso sostenible, se realizaron tres reuniones ministeriales, antes de que tuviera lugar la Segunda Cumbre presidencial de las Américas en Santiago de Chile, en 1998.¹² Hasta entonces, los ministros avalaron la integración de los mercados de energía y su interacción con la promoción de los marcos normativos transparentes para las inversiones, su promoción, y la facilitación del comercio de productos, bienes y servicios relacionados con el sector energía (ver recuadro 3).

Durante este período, que incluye también la segunda Cumbre presidencial de las Américas realizada en Santiago de Chile en 1998, tuvo lugar un importante proceso de transformación del sector energía en la región que, como ya se señaló, se había iniciado con anterioridad. En Argentina, Bolivia y Perú, a principios de la década de los años 90, dentro del contexto de cambio de la política internacional orientada a impulsar procesos de integración, apertura de mercados y transformación de los estados productores en estados normadores, fiscalizadores y reguladores, se dejó a los sectores productivos en manos privadas.¹³

También tuvieron lugar reformas en varios países latinoamericanos: Colombia y Honduras, en 1994; y Brasil, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Nicaragua, Panamá y Uruguay, entre

¹¹ Estas medidas están vinculadas integralmente al punto titulado "Alianza para el uso sostenible de la energía" del Plan de Acción de la Cumbre presidencial de Miami.

¹² La primera de ellas tuvo lugar en Washington, en octubre de 1995, oportunidad en la que se lanzó oficialmente la Iniciativa Energética Hemisférica. La segunda, en Santa Cruz, Bolivia, en julio de 1997, y la tercera en Caracas, en enero de 1998.

¹³ Para más detalles, ver: "Iniciativa Energética Hemisférica: avances retos y estrategias", Secretaría Coordinadora, V Reunión Hemisférica de Ministros de Energía, marzo de 2001.

1995 y 1998. Es decir, la mayoría de los países de la región modificaron sus marcos normativos en el sector, pero los grados de liberalización fueron diferentes. En muchos casos, estuvieron limitados por preceptos establecidos en sus respectivas Constituciones; en otros, se consideró que se trataba de un sector estratégico. Los países que realizaron las reformas económicas más profundas fueron Argentina, Bolivia y Perú. Actualmente, los dos primeros países se encuentran en un proceso de revisión y reversión de las medidas que entonces instrumentaron.

Recuadro 3

COMPROMISOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA HEMISFÉRICA EN LA PRIMERA CUMBRE PRESIDENCIAL DE LAS AMÉRICAS

Promoción de políticas de apoyo al progreso de las negociaciones relacionadas con el ALCA, incluido el fomento y la facilitación del comercio de productos, bienes y servicios relacionados con el sector de energía, y de la infraestructura hemisférica;

Aumento del comercio de energía y establecimiento de nuevos vínculos a fin de fomentar la integración económica del hemisferio, incluidos sistemas jurídicos, fiscales y normativos transparentes y no discriminatorios, con objeto de promover las inversiones en el sector de energía;

Fomento de los marcos normativos justos, que también faciliten la integración de los mercados de electricidad y gas natural, así como de las inversiones en el sector;

Expansión de la electrificación rural; y

Fomento activo del intercambio de información y cooperación entre los Estados miembros, con relación al problema del cambio climático, coincidente con iniciativas de las Naciones Unidas emprendidas en el marco de la Convención sobre el Cambio Climático y la Conferencia de Kyoto.

Fuente: Síntesis de la Declaración de Caracas, enero de 1998. Tercera y última reunión de ministros de energía del hemisferio, antes de la Cumbre presidencial de Santiago de Chile.

Lo cierto es que durante la segunda mitad de la década de los noventa, la mayoría de países iniciaron reformas en el sector de energía, que estuvieron básicamente orientados a captar recursos de capital para el desarrollo del sector. Como la transformación tuvo lugar con diferentes formas y en distintos tiempos, los marcos regulatorios no necesariamente guardan simetría.

Sin embargo, hubo denominadores comunes, referidos, sobre todo, a la justificación del cambio, así como a algunas medidas adoptadas. En el primer caso, hubo una percepción generalizada de ineficiencia de las empresas energéticas estatales y, en algunos casos, descapitalización de las mismas, en un contexto de poco crecimiento económico y altos niveles de inflación. Asimismo, se argumentó una disminución generalizada de las reservas, de la producción y consecuentemente de los ingresos por hidrocarburos.

Con respecto a las medidas adoptadas que fueron comunes en casi todos los procesos de transformación del sector, éstas comprendieron la racionalización de subsidios; ajustes a los precios de los combustibles y de la energía eléctrica tendiendo a nivelarlos a los precios de oportunidad (adoptando mecanismos de precios de paridad de importación/exportación); reformas en las organizaciones, tendientes a la racionalización del gasto; identificación de unidades de negocio, tercerización y creación de holdings de empresas.

Asimismo, en la mayoría de casos se produjeron transformaciones estructurales más profundas. Es así que se produjeron “cambios en los regímenes de contratación para la exploración y la explotación de los hidrocarburos (*upstream*); liberalización de las barreras de entrada a la actividad del transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos (*downstream*); modernización de la administración pública; incentivos al ingreso de inversiones extranjeras a través de un régimen fiscal atractivo; desintegración vertical y horizontal de empresas eléctricas y de gas; privatizaciones de empresas estatales; creación de mercados de energía eléctrica.”¹⁴

¹⁴ Ibid 13, página. 7.

Se puede resumir que, en términos generales, la estrategia utilizada para atraer las inversiones en el sector energético consistió en lograr que los países abrieran sus mercados de energía a la participación privada en un amplio rango de actividades directas y relacionadas, tales como la exploración y la distribución de productos petroleros al consumidor final, hasta intentos por asegurar leyes no discriminatorias a los proveedores de servicios energéticos. Las presiones para realizar las reformas fueron particularmente duras en la OMC, en el TLCAN, y en los TLC (Arriaga, 2003).

En el marco de estos últimos, se ha solicitado a los gobiernos eliminar o modificar cualquier impedimento legal o regulatorio a las capacidades de las corporaciones norteamericanas para poseer u operar cualquier rama de la industria energética, desde la exploración y producción de gas y petróleo, hasta la distribución y venta de productos petroleros en el mercado final. Ello no siempre ha sido posible por los límites vigentes en las constituciones de algunos países. No obstante, las leyes de inversión extranjera implementadas en la mayoría de países de la región, y consolidadas en los TLC que muchos países han firmado o se encuentran negociando con Estados Unidos, intentan asegurar que las inversiones, en particular en el sector energético no serán obstaculizadas por la legislación nacional.

Bajo esta concepción, la región realizó un esfuerzo importante en la construcción de interconexiones energéticas en los subsectores de electricidad, gas natural y petróleo durante la década de los noventa. Estos tuvieron lugar sobre todo en los países miembros del TLCAN y en el MERCOSUR, pero también hubo avances en la Comunidad Andina y en Centroamérica.

Según el Banco Mundial, la inversión en energía, medida en total (contribuciones privadas y públicas), entre 1990-97, subió de menos de 2 mil millones de dólares a 46 mil millones, de los cuales América Latina y el Caribe captaron 23 mil millones de dólares. Luego cayó a 25 mil millones en 1998 y a 15 mil millones en 1999, como resultado de la crisis financiera entre 1997-99.¹⁵

A juicio de la Secretaría Coordinadora de la Iniciativa Energética Hemisférica, en la medida que las reformas mencionadas fueran profundizándose, los procesos de integración del sector también lo harían. Se consideró que la apertura de mercados daría lugar a una considerable expansión de las oportunidades de negocios para los actores privados en la construcción de infraestructura para las interconexiones energéticas. Estos proyectos energéticos, realizados con la óptica política señalada, tuvieron y siguen teniendo el apoyo financiero del Banco Mundial, del BID y del Banco de Exportaciones e Importaciones de Estados Unidos (EXIMBANK).

Sin embargo, las reformas del sector, no han dado los resultados esperados, por lo menos en los países que vendieron sus empresas petroleras estatales. Según la Confederación Latinoamericana de Empresarios de Combustibles (CLAEC), “la privatización de empresas energéticas paraestatales en América Latina no ha sido el mejor camino para desarrollar la industria; los precios de los combustibles no han bajado en las naciones donde se ha privatizado el sector. En Sudamérica, tras la venta en Argentina de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), ahora no hay una compañía que le asegure a ese país tener los hidrocarburos suficientes para su consumo y atender su demanda. (...) Hasta ahora se ha visto que no fue un buen negocio privatizar las paraestatales; los países que lo hicieron ahora tienen problemas relacionados con su producción petrolera.”¹⁶

¹⁵ Ibid 13, página 9.

¹⁶ Declaraciones del secretario técnico de la Confederación Latinoamericana de Empresarios de Combustibles (CLAEC), Antonio Goidanich, publicadas en www.milenio.com México, 5 de diciembre de 2005.

3. Fase de declinación de la integración hemisférica energética

La Segunda Cumbre presidencial de las Américas realizada en Santiago, en 1998, definió un plan de acción que tuvo como objetivo ampliar los alcances de lo definido en la anterior Cumbre presidencial de Miami. En el Plan de Acción de Santiago, se estipuló que los gobiernos debían comprometerse a llevar adelante las recomendaciones y objetivos establecidos en el sector energético de acuerdo a lo establecido en la Iniciativa Hemisférica de Energía y de manera compatible con el ALCA. En ese sentido, se comprometieron a promover políticas y procesos que facilitarían el comercio de productos, bienes y servicios relacionados con el sector de energía; impulsar, dentro del plazo más breve posible, políticas y procesos que facilitarían el desarrollo de infraestructura –incluso a través de las fronteras internacionales para acentuar la integración de los mercados de energía– fomentar la creación y el fortalecimiento de sistemas normativos transparentes y previsibles, que tomen en cuenta las necesidades de los diferentes grupos de interesados; promover regímenes jurídicos, fiscales y normativos con objeto de estimular las inversiones privadas –locales y extranjeras–, entre otros.

Después de la Cumbre presidencial de Chile, se realizaron dos reuniones hemisféricas de ministros de energía. Durante la cuarta reunión, realizada en 1999 en New Orleans, se creó un Foro Empresarial Energético de las Américas. La quinta reunión, que debió realizarse en México en el año 2000, debió postergarse un año. Hasta entonces, éstas se habían realizado anualmente. El proyecto Hemisférico de Integración Energética había empezado a perder dinamismo.

En efecto, durante la Quinta Reunión Hemisférica de Ministros de Energía realizada en ciudad de México, en marzo de 2001, no hubo consenso en torno al mensaje que éstos debían presentar a los Jefes de Estado y de Gobierno que se reunirían en la III Cumbre de las Américas, a celebrarse en la Ciudad de Québec, en abril del 2001. El mensaje propuesto incluía el reconocimiento que en la búsqueda de la integración regional de los mercados energéticos se tratarían cuestiones como la reforma y estabilidad de los mercados, la regulación y la apertura comercial. No todos estos aspectos, figuraron en la Declaración de Québec. En ella, se hizo referencia fundamentalmente a principios de desarrollo sostenible y perfeccionamiento de los marcos regulatorios.

En el período comprendido entre la Cumbre de Québec y la de Mar del Plata, realizada en noviembre de 2005, no se realizaron reuniones hemisféricas de ministros de Energía. En la Declaración presidencial de Cumbre de las Américas de Mar del Plata, no se hizo ninguna mención a la integración energética. En el Plan de Acción el tema del desarrollo de la energía solamente se aborda en términos de su uso eficiente y con tecnologías limpias. Se introduce por primera vez el criterio de fomentar el uso intensivo de mano de obra. Se pone énfasis en las preocupaciones por el cambio climático, pero no se hace referencia a la integración energética, marcos regulatorios, ni profundización de las reformas económicas o liberalización del comercio o servicios.

Con el inicio del nuevo milenio, el proceso de privatizaciones de empresas públicas en las áreas de electricidad, agua, petróleo y gas perdió impulso. En general, los gobiernos de la región han encontrado serias dificultades para continuar con las privatizaciones debido a la oposición de fuerzas políticas y amplios sectores de la población que han expresado su rechazo de las formas más diversas. Éstas no sólo han determinado que se suspenda el proceso, sino que en algunos casos como Bolivia y, en menor medida en Argentina, existen voces que promueven la reestatización de las empresas petroleras.

Por otro lado, la llegada al gobierno de nuevas fuerzas políticas en Brasil, Argentina, Uruguay, entre otros, ha dado lugar a la revisión de las políticas energéticas liberalizadoras instrumentadas en los noventa. La preservación de los recursos no renovables y la planificación estatal de los mercados energéticos como instrumento indicador indispensable para las inversiones de los agentes públicos y privados en el desarrollo de los mercados energéticos, han adquirido un rol fundamental (Oliveira, 2004).

III. Iniciativas regionales de cooperación energética y suministro de hidrocarburos

La integración energética, entendida “como un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permite, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración”,¹⁷ es aún un proceso muy lejano en la región.

Como tal, la integración energética no tiene lugar ni siquiera en América del Norte, entre Canadá, México y Estados Unidos. Estos países han adoptado medidas para crear sistemas funcionales que se prestan apoyo mutuamente. Asimismo, continúan desarrollando una infraestructura energética. Sin embargo, no existe un mercado común de energía. Ello no significa que, en cuanto al suministro, estos países no sean interdependientes.¹⁸

¹⁷ Definición de la ALADI, www.aladi.org/nsfaladi/vbasico.nsf/walfa/a.

¹⁸ Para la conformación del mercado común hay una serie de reformas que Estados Unidos considera, deben ser aún ser realizadas, especialmente en México. Sin embargo, han tenido lugar algunas reformas, como por ejemplo, aquéllas referidas a la regulación de la electricidad en México. Desde 1992, se permite a los productores y cogeneradores de electricidad independientes que tengan una participación, aunque limitada, en el sector energético. Aunque la electricidad la controla en su mayor parte la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, que genera 92 % de la electricidad del país, ahora es posible que las empresas privadas generen electricidad para su propio consumo y vendan el excedente a la red de la CFE. Otros cambios permiten la inversión de capital privado en la construcción de la infraestructura de la energía eléctrica. Asimismo, se ha permitido la construcción, por compañías de Estados Unidos, y otros países, de gasoductos que llevan a México gas natural para las plantas generadoras de electricidad, las cuales pueden ser propiedad de intereses privados. Adicionalmente, la Comisión Reguladora de Energía de México ha autorizado la construcción de generación de electricidad en el norte de Baja California, la cual comprará gas natural estadounidense y, a su vez, le suministrará a San Diego un tercio de la electricidad que produce. (McCutchan y DiPasquale, 2001).

De otro lado, hace falta modificar algunas regulaciones en Estados Unidos que permitan hacer más compatible el comercio transfronterizo de petróleo, gas natural y electricidad. Es decir, aún en esta región que tiene un intercambio importante de energía y que posee una infraestructura de interconexión avanzada, la integración energética es aún un objetivo que no se ha podido concretar.

En América Latina los esfuerzos están básicamente enmarcados en la construcción de interconexiones y acuerdos de suministro de hidrocarburos en términos preferenciales. No obstante, la integración energética es uno de los objetivos que expresan la voluntad política de los gobiernos latinoamericanos. Ésta figura como una de las áreas de acción prioritarias en la construcción de la Comunidad Sudamericana de Naciones. Pero el diseño de los mecanismos técnicos para la construcción de un mercado común energético en la región es aún un desafío para poder concretar esa voluntad política que prevalece en la región.

A. La iniciativa Petroamérica

En el contexto descrito en el capítulo anterior, en el que las propuestas de integración energética basadas en la privatización de las empresas del sector y la apertura comercial han ido perdiendo vigencia, el gobierno de Venezuela impulsa la Iniciativa Petroamérica. Se trata de una iniciativa que tiene sustento en la complementariedad económica y la reducción de los efectos negativos que tienen los costos de energía –originados no sólo por el incremento de la demanda mundial, sino por factores especulativos y geopolíticos– en los países de la región.

Dicha iniciativa de integración energética asume que la integración regional es un asunto de Estados, lo cual no implica la exclusión de sectores empresariales privados. “El quid radica en concebir la integración como un asunto de Estado a fin de que el esfuerzo esté guiado por una voluntad política, con visión económica y con vocación social. Esto, ciertamente, por muy altruista que puedan ser nuestros sectores privados, no es su razón de ser. En cambio, sí debe ser la del Estado.”¹⁹

Por ello, los acuerdos enmarcados en Petroamérica plantean la integración de las empresas energéticas estatales de América Latina y del Caribe para la instrumentación de acuerdos y realizar inversiones conjuntas en la exploración, explotación y comercialización del petróleo y gas natural. Desde esta perspectiva se asigna una importancia estratégica al sector energético, con una política de Estado, que trace los objetivos principales, evalúe las necesidades de largo plazo y coordine a los diferentes participantes. Es creciente la opinión respecto a que la cuestión energética no puede manejarse sólo con criterios comerciales y de eficiencia empresarial, sino que debe ser el fruto de una política meso- y macroeconómica, que incluya, por supuesto, al sector privado, pero alineándolo con las necesidades del país.

En ese sentido, se observa cierta tendencia a rescatar un papel más activo del Estado en las actividades energéticas. Esta concepción subyace tanto en las Declaraciones emitidas por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), en 2003, como en la Declaración de Caracas, suscrita por los ministros de energía –o por sus representantes–, en septiembre de 2005. En dicha Declaración, las autoridades sudamericanas acordaron continuar dando pasos concretos dentro de la iniciativa PETROAMÉRICA, con base a los principios del derecho soberano de los países a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de los recursos naturales renovables y no renovables, así como también a administrar la tasa de explotación de los recursos naturales no renovables. Asimismo, respetar los modos de propiedad que utiliza cada Estado para el desarrollo de sus recursos energéticos (ver recuadro 4).

¹⁹ 06.10.2004 - RIO DE JANEIRO: "Integración Latinoamericana-Petroamérica" / RIO OIL & GAS 2004 (BRASIL) Discurso del Dr. Alí Rodríguez Araque, Presidente de PDVSA.

Recuadro 4
DECLARACIÓN DE CARACAS

RECONOCIENDO que, a pesar de los avances que han tenido lugar en materia de integración energética en la región Suramericana y del enorme potencial en recursos energéticos que posee la región, Suramérica enfrenta aún serios desafíos para asegurar su suministro energético.

CONSIDERANDO que:

- la estrategia PETROAMÉRICA busca ser un habilitador geopolítico fundamentado en la **identificación de mecanismos de cooperación e integración energética**, como base para el mejoramiento socio-económico de sus pueblos;
- tiene por objetivo ser un acuerdo multilateral para la coordinación de políticas energéticas con la finalidad de procurar la integración regional;
- busca identificar complementariedades y aprovechar los potenciales energéticos y los beneficios de los intercambios para solventar las asimetrías energéticas, económicas y sociales de la región;

ACORDAMOS: Continuar dando pasos concretos dentro de la iniciativa PETROAMÉRICA, con el objetivo de materializar la integración energética entre nuestros países con base a los siguientes principios:

- La Cooperación y Complementación entre los países de Suramérica;
- El derecho soberano a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de los recursos naturales renovables y no renovables, así como también a administrar la tasa de explotación de los recursos naturales no renovables
- La integración regional en busca de la complementariedad de los países en el uso equilibrado de los recursos para el desarrollo de sus pueblos
- El respeto a los modos de propiedad que utiliza cada Estado para el desarrollo de sus recursos energéticos;

Fuente: Síntesis de la Declaración de Caracas suscrita por los ministros de Energía de Sudamérica, o sus representantes, el 27 de septiembre de 2005.

Estos principios fueron ratificados por los presidentes durante la Primera Cumbre de la Comunidad Sudamericana de Naciones realizada en Brasilia a fines de septiembre de 2005. Este hecho permite afirmar que las declaraciones gubernamentales sobre integración energética han dejado el ámbito hemisférico para trasladarse al ámbito estrictamente latinoamericano, y sudamericano, en particular. Asimismo, que éstas, no sólo han cambiado de escenario, sino también de enfoques; es decir, el carácter de una integración energética organizada solamente por el mercado, viene siendo reemplazada por una en la que los Estados tienen una participación más activa.

La iniciativa Petroamérica se basa no sólo en el potencial energético de Venezuela, sino también en el desarrollo de las capacidades adquiridas por PDVSA y otras empresas estatales como PETROBRAS y PEMEX, entre otras. El ritmo de producción de PDVSA es de 3,1 millones de barriles diarios. Su capacidad de refinación alcanza los 1,1 millones de barriles diarios al interior del país, contando con una capacidad en el exterior de 2,2 millones de barriles diarios.²⁰ En cuanto a las reservas, éstas ascienden a 78 mil millones de barriles de crudo convencional y 235 mil millones de de crudos extra-pesados, éstos últimos ubicados en la llamada Faja Petrolífera del Orinoco.²¹

La acumulación de experiencias y capacidades desarrolladas por varias empresas petroleras estatales latinoamericanas, es el otro elemento sobre el que se sustenta la iniciativa. Algunas de ellas tienen una creciente presencia internacional. Las autoridades venezolanas del sector consideran que “sin dejar de tomar en cuenta que los avances tecnológicos y organizacionales deben ser permanentemente asimilados como parte del acervo en estos ámbitos del conocimiento, éstas empresas estatales no tienen mucho que envidiarle a las grandes corporaciones internacionales.”²²

²⁰ Es importante destacar que para que Venezuela pueda continuar siendo importante proveedor de hidrocarburos, y eleve su capacidad de producción diaria por encima de los 5 millones de barriles, se estiman requerimientos de inversión por 37 mil millones de dólares entre 2004 y 2009. Se tiene previsto que la mayor parte de esa inversión, unos 27 mil millones de dólares, será cubierta con recursos propios, pero exigirá un aporte de unos 10 mil millones de dólares provenientes de terceros.

²¹ Discurso de Alí Rodríguez, entonces presidente de PDVSA, Brasilia, octubre de 2004.

²² Ibid 21.

Por ello, se considera que la sinergia de conocimiento, capacidades materiales y experiencia de las empresas públicas de la región, así como también de las privadas, representa un potencial que debe ser revalorado. Venezuela, por ejemplo, está retomando un esfuerzo que abandonó años atrás en la exploración de su plataforma marítima. El área total para explorar representa unos 500 mil kilómetros cuadrados. El potencial de petróleo y gas allí estimados representan más de 20 mil millones de barriles de petróleo y unos 120 billones de pies cúbicos de gas natural. Se trata de espacios inexplorados en su mayor parte, aún cuando las áreas más cercanas a la costa han sido estudiadas en el pasado.²³

Se valora también que Brasil haya acumulado una valiosa experiencia en la exploración y explotación costa afuera (*offshore*) con importantes avances tecnológicos, lo que da lugar a que la iniciativa impulse la asociación de empresas como Petrobrás y PDVSA para impulsar operaciones conjuntas e identificar áreas comunes y proyectos que puedan desarrollar ambas empresas (ver recuadro 5).

Recuadro 5

ÁREAS DE COOPERACIÓN DE PETROAMÉRICA

Negociaciones directas entre los Estados para eliminar la intermediación y abaratar los costos de las transacciones.

Suscripción de convenios integrales de cooperación.

Identificación de áreas de cooperación y acuerdos bilaterales entre empresas y/o entes de los estados. Venezuela dará cooperación técnica para apoyar la constitución de entidades estatales donde no existan.

Acuerdos de cooperación en aspectos como: suministro de crudo y productos; intercambio de bienes y servicios; desarrollo de infraestructura y financiamiento; diseño, construcción y operación conjunta de refinerías; facilidades de almacenamiento y terminales; comercialización conjunta de crudos, productos, gas, asfaltos y lubricantes; transporte y logística; exploración y explotación conjunta de petróleo y gas; procesamiento y

Fuente: Jorge Valero, Representante Permanente de Venezuela en la OEA, ante el Consejo Permanente de la OEA. Tema: "Petróleo, Democracia y Cooperación Hemisférica". Washington, D.C., 29 de septiembre de 2005.

Entre varios de los otros ámbitos de cooperación y complementación que plantea la iniciativa Petroamérica, figuran la coordinación de políticas tendientes a garantizar la estabilidad de los precios de los crudos pesados –que son los que básicamente producen México, Venezuela y Brasil– a través, por ejemplo, de la instalación de capacidades de conversión profunda. En este tipo de actividades, también podrían utilizarse las experiencias de PEMEX, Petrobrás y PDVSA (ver recuadro 4).

Es decir, la Iniciativa Petroamérica es concebida como una alianza estratégica entre las operadoras energéticas públicas a fin de fortalecerlas y convertirlas en instrumentos eficaces y eficientes para garantizar la seguridad en el suministro energético de la región, así como su integración posterior. Se trata de un proceso que intenta desarrollarse de forma progresiva y que empezará a concretarse a través de acciones y acuerdos bilaterales o subregionales. Bajo este marco, se están emprendiendo en la región, varias iniciativas bilaterales de complementación económica, de participación conjunta en diversas actividades de exploración, explotación, refinación y comercialización de hidrocarburos, especialmente de petróleo.

Tales acciones se enmarcan en la actual política venezolana que apunta a “favorecer a todos los países vecinos comprando en la región en vez de recurrir al primer mundo (...) Este tipo de acercamientos intentan cumplir con los preceptos que establece la Constitución del país, en la que se señala que ‘Venezuela está llamada a promover los lazos con sus vecinos’, lo que usualmente no se había hecho porque siempre habíamos vivido de espaldas a ellos”²⁴

²³ Ibid 21.

²⁴ Eduardo Delgado, Consejero comercial de la Embajada de Venezuela en Colombia, Bogotá, 16 de agosto de 2005.

Según el gobierno venezolano, la integración energética puede ser un instrumento que impulse los procesos de integración regional, y que “los acuerdos energéticos tienen una fortaleza intrínseca que van a incidir en la recuperación económica regional”.²⁵ Se señalan como ejemplos, el intercambio que se realiza con Argentina, con Cuba y Uruguay.²⁶

Algunos analistas consideran que este tipo de acciones generan una pérdida de rentabilidad y de valor presente neto a la empresa petrolera venezolana. Sin embargo el gobierno considera que se trata de un mecanismo de redistribución de la renta mundial, derivado de las ganancias extraordinarias que tiene la empresa como resultado de los altos precios y de la vigencia de la nueva ley de hidrocarburos.

Dicha ley, vigente desde 2001, establece que los 32 convenios operativos firmados entre 1990 y 1997 con compañías extranjeras, deben iniciar un proceso de conversión hacia empresas mixtas. En enero de 2006, la empresa estatal petrolera venezolana PDVSA ha retomado, después de una larga negociación, el control de los 32 campos petroleros que, durante el período 1990-1997, fueron concesionados bajo la figura de convenios operativos a capitales privados como parte del plan de apertura de la industria petrolera. La actual legislación de hidrocarburos establece que la producción puede ser desarrollada por compañías privadas, pero con participación mayoritaria del Estado. Se ha establecido que en los nuevos convenios, el gobierno tendrá una participación del 80% y serán operados bajo un esquema de empresas mixtas. Bajo el esquema anterior, la regalía ascendía a 1%, y no se estableció niveles de recuperación secundaria, por lo que el gobierno considera que las compañías extranjeras han operado sobre la parte de más fácil explotación del recurso. Las regalías que pagan las empresas petroleras extranjeras ascienden con la nueva ley a 16%, lo cual permite obtener más de 2 mil millones de dólares al año de diferencia. Según el gobierno, los cálculos realizados permiten márgenes para esa política, sin que se afecte el flujo de caja.”²⁷

La nueva ley de hidrocarburos establece que las compañías que migren hacia el esquema de empresas mixtas no podrán contabilizar las reservas de hidrocarburos en sus informes financieros, pues éstas pertenecen al Estado. Establece, asimismo, que PDVSA tiene el monopolio de la comercialización y nadie puede exportar sin su autorización. El gobierno apunta a revertir la apertura petrolera de la década de los noventa y busca “imponer la política de plena soberanía petrolera, la cual tiene que ver con la maximización de nuestra participación en el negocio petrolero, con el control efectivo de esta actividad.”²⁸

En Petroamérica confluyen tres iniciativas subregionales de integración energética, que son PETROSUR, donde se agrupan Argentina, Brasil, Venezuela y Uruguay; PETROCARIBE, acuerdo suscrito por 14 países de la región caribeña; y PETROANDINA, propuesta que involucra a los países que conforman la Comunidad Andina de Naciones (Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela). Asimismo, la política de integración energética de Venezuela, abarca convenios bilaterales con países del continente.

²⁵ Entrevista al presidente Hugo Chávez en diario “El Clarín”, Buenos Aires, 18 de octubre de 2005.

²⁶ A la Argentina se le vende fuel-oil que paga con vaquillonas preñadas y con aceleradores lineales para el combate al cáncer. Cuba cancela parte de la deuda petrolera con medicina, y Uruguay con cemento.

²⁷ Ibid 25.

²⁸ Rafael Ramírez Carreño, Ministro de Energía y Petróleo: “Vamos a imponer la política de plena soberanía petrolera”, Últimas Noticias (Venezuela), 24 de septiembre de 2005.

1. PETROCARIBE

PETROCARIBE es una iniciativa de cooperación energética destinada a brindar facilidades financieras y garantizar el suministro directo hacia los países del área, con el fin de reducir la intermediación en el mercado de hidrocarburos. La iniciativa apunta a resolver las asimetrías en el acceso a los recursos energéticos, por la vía de un nuevo esquema de intercambio entre los países de la región caribeña, la mayoría de ellos consumidores de energía y sin el control estatal del suministro de dichos recursos.

Según el gobierno de Venezuela las transnacionales compran petróleo en el país, lo llevan a un país de CARICOM y sólo por navegar un día le incrementan el precio en 20 %. La venta directa entre Estados permite reducir esos márgenes de comercialización, pues actualmente, se les entrega a los países de esta subregión unos 200 mil barriles diarios, equivalentes a unos 2 mil millones de dólares anuales. El financiamiento establece que 60 % del valor se paga a tres meses y el resto se financia a 25 años, a una tasa de 1% anual. Según Venezuela, “no sería congruente con nuestra actual política que las economías pequeñas del Caribe participaran en las mismas condiciones de mercado.”²⁹

La iniciativa PETROCARIBE busca asegurar la coordinación y articulación de las políticas de energía, incluyendo petróleo y sus derivados, gas y electricidad. Asimismo, impulsar programas de ahorro de energía mediante su uso eficiente y aprovechamiento de fuentes alternas, tales como la energía eólica, solar y otras. Se propone gestionar créditos e intercambiar tecnologías para que los países beneficiados desarrollen programas y sistemas altamente eficientes de consumo energético, así como actividades que les permitan reducir su consumo de petróleo y constituir empresas mixtas para el desarrollo de infraestructura energética.³⁰

Petrocaribe se ha constituido en una organización intergubernamental, de carácter permanente, cuya sede es Caracas. Se creó el 29 de junio de 2005, luego que catorce países firmaran el Acuerdo de Cooperación Energética durante el Primer Encuentro Energético de Jefes de Estado del Caribe sobre PETROCARIBE, celebrado en la ciudad de Puerto La Cruz, Venezuela.³¹

El acuerdo de Cooperación energética de PETROCARIBE dispone de una plataforma institucional que está estructurada por un Consejo Ministerial y una Secretaría Ejecutiva. El Consejo Ministerial³² está integrado por los ministros de energía de los países firmantes del acuerdo y tiene, entre sus principales funciones, coordinar las políticas, estrategias y planes correspondientes; acordar y aprobar los tópicos de interés prioritario para la organización; acordar el ingreso de nuevos miembros³³ y las desincorporaciones a las que hubiere lugar.

Por su parte, la Secretaría Ejecutiva,³⁴ que será ejercida en forma permanente por el gobierno venezolano, tiene como funciones preparar las agendas para las reuniones del Consejo Ministerial; gerenciar y administrar directamente los asuntos de PETROCARIBE; asegurar la ejecución y realizar el seguimiento de las decisiones adoptadas en el Consejo Ministerial; establecer la prioridad de los estudios y proyectos definidos por el Consejo Ministerial; y proponer al Consejo Ministerial la asignación de recursos para la conducción de los estudios que sean necesarios.

²⁹ Ibid entrevista a Hugo Chávez, diario “El Clarín”, Buenos Aires, 18 de octubre de 2005.

³⁰ Iniciativa PETROCARIBE, tomada del sitio web de PDVSA, www.PDVSA.com/index.

³¹ Países firmantes del Acuerdo: Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Grenada, Guyana, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Surinam, y Venezuela.

³² El Consejo Ministerial designará una Presidencia y una vicepresidencia. La primera será ocupada permanentemente por Venezuela, mientras que la segunda será rotativa.

³³ Sólo podrán ser admitidos en La Organización aquellos países que tengan intereses y necesidades similares a las de los países miembros.

³⁴ La Secretaría Ejecutiva será dirigida por un Secretario General, quien será designado por el Ministro de Energía y Petróleo de Venezuela. Los costos operativos del secretariado correrán por cuenta del gobierno de la República Bolivariana de Venezuela. El personal ejecutivo de la Secretaría Ejecutiva no se restringirá a ciudadanos venezolanos, sin embargo los costos asociados en casos de ciudadanos de otras nacionalidades serán compartidos.

El convenio de PETROCARIBE no se contrapone con acuerdos existentes anteriormente, como el Convenio de San José (vigente desde 1980) y el Acuerdo Energético de Caracas (vigente desde 2000). Sin embargo, mejora las condiciones financieras de éste último, que prevé el financiamiento de un 25% de la factura, con un año de gracia y pagadero en 15 años con 2% de interés.

PETROCARIBE propone una escala de financiamiento de la factura petrolera, tomando como referencia el precio del crudo. Se contempla un financiamiento a largo plazo del 30%, cuando el barril esté a un precio mayor o igual a 40 dólares; de 40% si el barril alcanza los 50 dólares y un 50% si, eventualmente, el precio llegara a los 100 dólares. Extiende el período de gracia para el financiamiento a largo plazo de 1 a 2 años; mientras que el pago a corto plazo es de 30 a 90 días.

Para los pagos diferidos, se mantendrán las mismas bases del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, es decir: 17 años, incluyendo los dos años de gracia señalados, cuando el precio se mantenga por debajo de 40 dólares el barril. Cuando el precio exceda los 40 dólares, el período de pago se extenderá a 25 años, incluyendo los dos años de gracia referidos, reduciendo el interés al 1%.

El gobierno venezolano ha anunciado que, “en el marco de PETROCARIBE, financiará 17 mil millones de dólares de factura petrolera en los próximos 10 años, a razón de 200 mil barriles de petróleo diarios. Esto supera, con creces, la cooperación ofrecida por los países desarrollados en el marco de los objetivos del Milenio de las Naciones Unidas.”³⁵

El acuerdo contempla la realización de parte del pago diferenciado de la factura con bienes y servicios por los que puede ofrecer, en algunos casos, precios especiales. Entre los productos que este país podría adquirir a precios preferenciales se mencionan el azúcar, el banano y otros bienes o servicios, afectados por políticas comerciales de los países ricos (ver recuadro 6).

Recuadro 6
OBJETIVOS DE PETROCARIBE

El objetivo principal de la organización es coordinar las políticas públicas en materia de energía de los países miembros, con el fin de:

- Minimizar el riesgo asociado con la seguridad de suministro de energía para los países miembros;
- Defender el derecho soberano de administrar la tasa de explotación de los recursos naturales no renovables y agotables;
- Minimizar los costos de transacciones de la energía entre los países miembros
- Aprovechar los recursos energéticos para solventar las asimetrías en el marco de integración regional;
- Crear mecanismos para asegurar que los ahorros derivados de la factura energética, surgidos en el marco de PETROCARIBE, sean empleados para el desarrollo económico y social, el fomento de empleo, el incremento de actividades productivas y de servicios, de salud pública, de educación, de cultura, y de deporte, para que de este modo los beneficios derivados de PETROCARIBE sean un aporte sustancial a la lucha contra la pobreza, el desempleo, el analfabetismo y la falta de asistencia médica en los países miembros.

Fuente: Artículo 2, del Texto de Constitución de PETROCARIBE. Versión revisada y adoptada por el Consejo Ministerial, el 5 de septiembre de 2005.

Con el fin de dar cumplimiento a los lineamientos operativos de PETROCARIBE, PDVSA se ha creado la filial de propósitos especiales PDV-Caribe, para operar en la región. Esta filial organizará una red logística de buques, capacidades de almacenamiento y terminales, capacidad de refinación y distribución de combustible y productos, con el fin de estructurar un sistema de suministro directo que brinde seguridad en el abastecimiento de hidrocarburos para los países de la región, con prioridad para aquellas naciones con mayores necesidades. Se considera que la capacidad de transporte de esta filial de PDVSA será suficiente para cubrir los compromisos de

³⁵ Jorge Valero, Representante Permanente de Venezuela en la OEA, ante el Consejo Permanente de la OEA. Tema: “Petróleo, Democracia y Cooperación Hemisférica”. Washington, D.C., 29 de septiembre de 2005.

suministro con los buques tanque venezolanos y los fletes que resulten de estas operaciones serán facturados al costo.

Se prevé que la filial desarrolle también planes de formación destinados a fortalecer las capacidades profesionales de los trabajadores encargados de adelantar estos planes; así como a promover el uso más limpio y racional de la energía convencional, su empleo eficiente y el de las energías renovables.

Asimismo, se ha creado un denominado fondo ALBA³⁶ Caribe, que ha sido activado con el aporte de 50 millones de dólares otorgados por el gobierno venezolano. Se trata de un instrumento de financiamiento de programas sociales y económicos en los países signatarios del acuerdo. Para cumplir con ese objetivo, se busca crear mecanismos para asegurar que los ahorros derivados de la factura energética, surgidos en el marco de PETROCARIBE, sean empleados para el desarrollo económico y social, el fomento del empleo, entre otros. De este modo, los beneficios derivados de PETROCARIBE, podrían constituirse, de acuerdo a lo señalado en la iniciativa, en un aporte sustancial a la lucha contra la pobreza, el analfabetismo y la falta de asistencia médica en los países miembros. En el futuro, este fondo será constituido con aportes provenientes de instrumentos financieros y no financieros; contribuciones que se puedan acordar de la porción financiada de la factura petrolera, así como los ahorros producidos por el comercio directo de hidrocarburos.

Los estatutos de funcionamiento de PETROCARIBE fueron adoptados en septiembre de 2005, tres meses después de su creación, durante una Cumbre de Jefes de Estado de países del Caribe realizada en Montego Bay, en Jamaica. En aquella oportunidad se fijaron los volúmenes de venta de petróleo de Caracas a cada uno de los Estados participantes, en función del desarrollo socioeconómico.

Sin embargo, a pesar que la mayoría de países suscribieron el acuerdo que les permitirá adquirir petróleo a precios más bajos, hubo algunos desacuerdos³⁷ que provinieron especialmente de Trinidad y Tobago, Barbados y Haití. Los gobiernos de los dos primeros países consideran que el ofrecimiento venezolano "tendría un impacto negativo" en sus exportaciones de petróleo hacia la región caribeña.

2. PETROSUR

Los antecedentes de PETROSUR se remontan a la Declaración de la I Reunión de Ministros de Energía de América del Sur en la Isla Margarita, en octubre del 2004. Entonces, se acordó realizar acciones concretas para la conformación de PETROSUR. La declaración fue firmada por Argentina, Bolivia, Brasil y Venezuela.

En mayo de 2005, los ministros de Energía de Argentina, Brasil y Venezuela establecieron, en Brasilia, las bases conceptuales para la constitución del Secretariado de PETROSUR.³⁸ El impulso a esta iniciativa a través de la suscripción de un acuerdo se produjo en un contexto en el que la situación energética de Argentina es frágil, y Brasil enfrenta problemas en el abastecimiento de electricidad debido, fundamentalmente, a sequías recurrentes.

Posteriormente, en agosto de 2005, el gobierno de Uruguay suscribió con el de Venezuela, un acuerdo mediante el cual se adhirió a la Secretaría de PETROSUR. En este acuerdo se dieron a conocer los principios, doctrinas y bases conceptuales de la constitución de dicha Secretaría. Se

³⁶ La Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe (ALBA) es una propuesta del gobierno venezolano que propugna la creación de mecanismos con el fin de crear ventajas cooperativas entre dichas naciones, que permitan compensar las asimetrías existentes entre los países del hemisferio.

³⁷ En la primera Cumbre Energética de jefes de Estado del Caribe, el representante de Barbados, otro país exportador de petróleo, se negó a suscribir el convenio, por las mismas razones que argumentó el representante de Trinidad y Tobago.

³⁸ Dos meses antes, en marzo de 2005, los presidentes de Venezuela, Hugo Chávez, y de Uruguay, Tabaré Vázquez, se habían comprometido a profundizar la iniciativa de PETROSUR en la Declaración de Montevideo suscrita el 2 de marzo de 2005.

hizo explícito que el objetivo de tal Iniciativa consiste en integrar Sudamérica en materia de energía y obedece a un concepto político y geopolítico, bajo una concepción cuya base doctrinal es la solidaridad compartida entre las poblaciones de los países; el derecho soberano de administrar la tasa de explotación de los recursos naturales no renovables y agotables; y la integración regional en busca de la complementariedad de los países en el uso equilibrado de los recursos en el desarrollo de sus pueblos (ver recuadro 7).

Recuadro 7

OBJETIVOS PRINCIPALES DE LA INICIATIVA PETROSUR

Los objetivos principales de la iniciativa PETROSUR, son los siguientes:

- Coordinación de las políticas públicas en materia de energía de los países miembros y la determinación de los medios necesarios para salvaguardar sus intereses, individual y colectivamente.
- Asegurar la valorización justa y razonable de los recursos energéticos, sobre todo, de aquellos no renovables y agotables;
- Minimizar los costos de transacción en los intercambios de energía entre los países miembros;
- Aprovechamiento de los recursos energéticos para solventar las asimetrías económicas y sociales entre los pueblos latinoamericanos;
- Intercambiar y desarrollar tecnológicas y optimizar recursos en el campo de energía.

Fuente: Acuerdo de Adhesión de Uruguay a la Secretaría de PETROSUR suscrito entre los Ministros de Industrias Energía y Minería de Uruguay, Jorge Lepra y de Energía y Petróleo de Venezuela, Rafael Ramírez, en Montevideo, el 10 de agosto de 2005.

La iniciativa PETROSUR busca establecer formalmente el marco político, institucional y de gobernanza, que permita agilizar e implementar las decisiones que se realicen a nivel de acuerdos internacionales en materia de energía. Asimismo, asegurar la valorización justa y razonable de los recursos energéticos, sobre todo, de aquellos no renovables y agotables.

Con el fin de asegurar el logro de los objetivos y dado que el ámbito de la energía es sumamente dinámico y complejo, se propone la necesidad de crear una organización formal que asegure la coordinación y articulación de las políticas de energía, incluyendo petróleo natural, combustible renovable, electricidad, uso eficiente de la energía y cooperación tecnológica. La iniciativa contará con un **Consejo Ministerial** integrado por los Ministros que en cada país estén encargados del área de la energía y cuya principal función sería la de tomar decisiones relacionadas con los tópicos de interés prioritario.

El Consejo Ministerial funcionaría de la siguiente manera:

- Se reuniría una vez al año regularmente, o más veces extraordinariamente, de acuerdo a la decisión de los Ministros en el país anfitrión miembro de la iniciativa
- La Presidencia del Consejo estará a cargo del Ministro del país miembro que haya sido designado como anfitrión.
- El Ministro del país anfitrión deberá conducir la administración y los asuntos del Consejo hasta la próxima reunión de Ministros.

Las funciones del Consejo Ministerial consistirían en: definir las estrategias a largo plazo; tomar las decisiones que se requieran para asegurar los objetivos de la iniciativa PETROSUR; delegar funciones y responsabilidades, si fuese el caso; acordar y aprobar los tópicos de interés prioritario para la organización, así como los estudios, talleres y mesas de trabajo que provean el soporte técnico y jurídico de los mismos; ejercer la máxima instancia de rendición de cuentas en relación a la gestión de la Secretaría; y, acordar el ingreso y la desincorporación de nuevos miembros.

En este sentido y para conseguir tales objetivos, PETROSUR dispondrá de una **Secretaría Ejecutiva** que será ejercida por el Ministerio de Energía del país encargado de la presidencia de la entidad en aquel período.

Las funciones de la Secretaría Ejecutiva serán las siguientes:

- Gerenciar y administrar directamente los asuntos de la Secretaría.
- Asegurar la implantación de las decisiones de la Conferencia Ministerial y someter los reportes y recomendaciones correspondientes.
- Establecer la prioridad de los estudios y proyectos definidos por la Conferencia Ministerial.
- Preparar la agenda para la Conferencia Ministerial.
- Proponer a la Conferencia de Ministros, la asignación de recursos para la conducción de los estudios que sean necesarios.

El país anfitrión será rotado en orden alfabético, a partir de la primera Cumbre de Presidentes de PETROSUR. Los países fundadores de la organización son: Argentina, Brasil y Venezuela. Se institucionaliza la figura de país observador cuya membresía definitiva dependerá por un lado de la voluntad del país y de la aprobación de la Conferencia de Ministros.³⁹

Si bien no se definieron detalles de las condiciones generales de la participación de los países del MERCOSUR en esta iniciativa, lo cierto es que durante el último año y medio se han realizado una serie de acciones bilaterales en las que han participado las empresas estatales de estos países que se enmarcan en la estrategia y objetivos de la Iniciativa PETROSUR. Entre muchas otras, se incluyen las siguientes:

a) Acuerdos entre Brasil y Venezuela

Los presidentes de Venezuela y Brasil acordaron la conformación de una amplia alianza estratégica que, entre los múltiples ámbitos que aborda, incluyó el área de energía, petróleo y gas. Éste acuerdo fue suscrito por sus presidentes en Caracas, en febrero de 2005 (ver recuadro 8).

Asimismo, los presidentes de ambos países acordaron en septiembre de 2005 un convenio que involucra a las petroleras estatales PDVSA y PETROBRAS en una inversión de 4.700 millones de dólares para construir una refinería en el Estado de Pernambuco, que demandará 2.500 millones de dólares. Por otro lado, se explotarán varios yacimientos gasíferos en Venezuela que absorberán 2.200 millones.

La refinería “General Abreu e Lima” tendrá capacidad para procesar 200 mil barriles de petróleo diarios. La inversión requerida, así como la producción será dividida en partes iguales entre PDVSA y PETROBRAS. Se trata de un proyecto de procesamiento de crudos pesados, en momentos en que la capacidad mundial de refinación de petróleo se encuentra bastante limitada. El principal objetivo en el mercado brasileño es atender el crecimiento de la demanda de derivados de petróleo en la región del nordeste, que actualmente registra un déficit de combustibles. Dicha región se beneficiará con la generación de 230 mil empleos que se estima, requerirá la construcción de la refinería.

³⁹ El texto que hace referencia al funcionamiento de la Secretaría de PETROSUR corresponde a una síntesis del Acuerdo de Adhesión de Uruguay a la Secretaría de PETROSUR suscrito entre los ministros Industrias Energía y Minería de Uruguay, Jorge Lepra y de Energía y Petróleo de Venezuela, Rafael Ramírez, en Montevideo, el 10 de agosto de 2005.

Recuadro 8**ACUERDOS ENTRE BRASIL Y VENEZUELA EN EL ÁREA DE ENERGÍA, PETRÓLEO Y GAS**

1. Memorándum de Entendimiento para la Cooperación en el Área del Combustible Etanol entre el Ministerio de Energía y Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil.
2. Memorándum de Entendimiento para la Cooperación en el Área de la Industria del Biodiesel entre el Ministerio de Energía y Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil.
3. Memorándum de Entendimiento sobre Construcción de Plataformas y Navíos entre el Ministerio de Energía y Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil.
4. Memorándum de Entendimiento para el Desarrollo Conjunto del Proyecto Mariscal Sucre entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
5. Memorándum de Entendimiento para el Desarrollo de un Proyecto Conjunto en la Faja del Orinoco entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
6. Memorándum de Entendimiento para el Desarrollo de Negocios y Actividades de Cooperación en el Área de Producción y Distribución de Lubricantes entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
7. Memorándum de Entendimiento para el Desarrollo de Negocios y Actividades de Cooperación en el Área de Refinación entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
8. Memorándum de Entendimiento para el Desarrollo de Negocios y Actividades de Cooperación en el Área de Comercio y Transporte Marítimo entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
9. Memorándum de Entendimiento para el Desarrollo de Negocios y Actividades de Cooperación en el Área de Fertilizantes entre Petroquímica de Venezuela S.A. (PEQUIVEN) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
10. Memorándum de Entendimiento para el Desarrollo de Negocios y Actividades de Cooperación en el Área de Poliolefinas entre Petroquímica de Venezuela S.A. (PEQUIVEN) y Braskem S.A.
11. Protocolo de Intención para la Colaboración Científica, Técnica y Capacitación de Personal entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
12. Carta de Intención para la Identificación de Oportunidades de Negocios en Materia de Hidrocarburos en Campos Maduros entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
13. Carta de Intención para la Identificación de Oportunidades de Negocios en Materia de Hidrocarburos en el Golfo de Venezuela entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
14. Carta de Intención para la Identificación de Oportunidades de Negocios en Materia de Hidrocarburos en el Bloque Cinco del Proyecto Plataforma Deltana entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).
15. Acuerdo de Confidencialidad para el Desarrollo de Negocios entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).

Fuente: Declaración de los Gobiernos de Brasil y Venezuela para la ejecución de la Alianza Estratégica Venezuela-Brasil suscrita en Caracas por los presidentes Luiz Inácio Lula da Silva y Hugo Chávez Frías, el 14 de febrero de 2005.

b) Acuerdos entre Argentina y Venezuela

Argentina ha sido conjuntamente con Brasil y Venezuela, uno de los tres países que delinearon las bases conceptuales para la creación de PETROSUR, anunciadas en mayo de 2005. El acuerdo, que en esa oportunidad fue firmado por los ministros del área, estableció algunos lineamientos para la constitución de sociedades específicas entre las empresas petroleras estatales de los tres países en proyectos de exploración, refinación, explotación, transporte y construcción de buques tanque petroleros.

Uno de los principales desafíos de PETROSUR consiste en contribuir a que la recientemente creada empresa estatal petrolera, ENARSA, en Argentina tenga un papel más protagónico en la actividad petrolera.⁴⁰ Se han identificado algunos proyectos específicos que requieren ser definidos

⁴⁰ La Argentina carece de una empresa similar a PETROBRAS, creada en 1953, y PDVSA, fundada en 1976, desde la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, creada en 1922 y privatizada 70 años después durante el gobierno del presidente Menem. En 1999

e incluyen la exploración petrolera en Argentina y Venezuela y la refinación en Brasil (ver recuadro 9).

Recuadro 9

CREACIÓN DE LA EMPRESA PETROLERA ESTATAL ARGENTINA ENARSA

El 20 de octubre de 2004 el Congreso de Argentina sancionó la ley que creó "Energía Argentina Sociedad Anónima", ENARSA, con el objetivo de llevar a cabo el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, el almacenaje, la distribución, la comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlos, procesarlos, refinarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos, o exportarlos y realizar cualquier otra operación complementaria de su actividad industrial y comercial.

Asimismo, podrá por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica. La Sociedad podrá realizar actividades de comercio vinculadas con bienes energéticos y desarrollar cualquiera de las actividades previstas en su objeto, tanto en el país como en el extranjero.

ENARSA tendrá la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a tales permisos o concesiones a la fecha de entrada en vigencia de la ley que establece su creación. Asimismo, podrá operar en cualquier segmento de la cadena de valor de los bienes energéticos en forma integrada o independiente a través de unidades de negocios específicas. La empresa podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios. En su actuación observará las políticas del Estado nacional y bajo ningún procedimiento las modificaciones estatutarias podrán dejar a éste en situación minoritaria.

Fuente: Ley 25.943 "Energía Argentina Sociedad Anónima", sancionada el 20 de octubre de 2004 y promulgada el 2 de noviembre de 2004.

En agosto de 2005, los presidentes de Venezuela y Argentina suscribieron, en Buenos Aires, una serie de acuerdos de complementación económica por un total de 560 millones de dólares. Éstos incluyen la venta de cuatro millones de barriles de "fueloil" venezolano a Argentina a cambio de productos agro industriales y la construcción de dos buques petroleros para Venezuela, en astilleros argentinos. La construcción de los dos barcos petroleros de tamaño mediano, serán entregados a Venezuela en un plazo de 30 y 48 meses, respectivamente, tal como se estableció en un compromiso previo adoptado en julio de 2004, por ambos mandatarios. Argentina y Venezuela suscribieron numerosos convenios que se enmarcan en los principios de complementación económica. A cambio del suministro de combustibles, Argentina exporta productos como maquinaria agrícola, ascensores, la construcción de un laboratorio hidráulico en Venezuela, entre otros.

En octubre de 2005 PDVSA y ENARSA lograron dos acuerdos importantes. Se trata de la participación de la empresa petrolera estatal venezolana en la Argentina a través de la compra del patrimonio de la empresa argentina de capitales privados Rutilex Hidrocarburos Argentinos Sociedad Anónima (RHASA). Ésta comprende dos campos petroleros, una refinería con capacidad para procesar unos 8 mil barriles diarios de petróleo, 63 estaciones de servicio,⁴¹ una terminal en un puerto de aguas profundas y una flota de transporte de combustibles. La empresa petrolera estatal argentina ENARSA será propietaria del 50 % de los 92 millones de dólares que costaría la red de RHASA. Sin embargo, ENARSA no pondría el capital correspondiente para tener dicha participación: lo pondría PDVSA y la empresa argentina lo reintegraría con utilidades.

Para facilitar la implementación del Acuerdo, se acordó la participación de la empresa española REPSOL (que adquirió la empresa petrolera estatal argentina YPF cuando ésta se privatizó) a participar en un proyecto con PDVSA. Este acuerdo permitiría, a finales de febrero próximo, operar la refinería de RHASA con una capacidad de procesamiento de cerca de 8.000

se completó el proceso de pase a manos particulares, cuando la mayoría de las acciones quedó bajo control de la española REPSOL, desde ese momento llamada YPF REPSOL.

⁴¹ Hay unas 80 estaciones con la marca RHASA que pertenecen a particulares y en total superan las 140. Este número representa un 2,8% de las 5000 que existen en la Argentina.

barriles al día. Asimismo, permitiría a Venezuela disponer de volúmenes de petróleo y productos en Argentina para procesar y seguir expandiendo el sistema de refinación. En efecto, se encuentra en trámite un acuerdo con REPSOL para darle participación a la empresa española en PDVSA. A su vez, PDVSA tendría participación en REPSOL. Se estima que PDVSA participará en cerca del 10% de los campos de producción de REPSOL.

Es decir, ambas empresas petroleras intercambiarían áreas petroleras en la cuenca del Orinoco, en Venezuela, por petróleo argentino. Adicionalmente, REPSOL garantizará por un año la provisión de crudo para la red PDVSA/RHASA/Sol. Aún se encuentran en estudio los detalles de la forma cómo se implementará el intercambio de petróleo argentino por áreas en Orinoco. Hace falta fijar el valor de los 27 millones de barriles de petróleo anuales que corresponden al 10% de la producción de REPSOL, y valorizar las reservas venezolanas para el intercambio.

Por otro lado, en febrero del 2006 se resolvió el otro acuerdo que abarcó la compra, por parte de PDVSA, de las 172 bocas de expendio en Argentina, propiedad de Sol, controlada por la empresa petrolera estatal uruguaya ANCAP.

Asimismo, se procura avanzar en proyectos ENARSA-PDVSA para la exploración conjunta de hidrocarburos en el Mar Argentino. En general, el ingreso de PDVSA en el mercado argentino, aunque por el momento con poco peso, ha sido bien recibido por la tendencia a permitir una mayor competencia.

c) Acuerdos entre Uruguay y Venezuela

Desde marzo de 2005, Uruguay respalda la iniciativa PETROSUR. En agosto de 2005 el gobierno adhirió a la propuesta de creación de la Secretaría de PETROSUR. En aquella oportunidad, se suscribieron importantes convenios con el gobierno de Venezuela, país que se ha comprometido a garantizar el abastecimiento total de petróleo a Uruguay durante 25 años a través de un compromiso de explotación binacional de crudo. Los acuerdos entre las petroleras le van a permitir a ANCAP pagar el crudo venezolano cinco dólares más barato que el valor del mercado. Esto significaría un ahorro de 60 millones de dólares anuales para el ente.⁴²

La explotación conjunta se realizará en uno de los bloques de reserva que Venezuela posee en la faja petrolera del oriente del país, donde se han comprobado reservas por 300 mil millones de barriles de crudo. La explotación será realizada mediante la alianza estratégica entre las petroleras estatales de ambos países. El aporte realizado por la empresa uruguaya consistirá en la participación de cuadros técnicos. Como la extracción de ese crudo más pesado creará la necesidad de tener una refinería adaptada tecnológicamente para procesarlo, el gobierno venezolano se ha comprometido a invertir en la modernización y ampliación de la refinería de ANCAP, La Teja, en Montevideo.

Asimismo, el gobierno venezolano planea invertir 12 millones de dólares en una planta para la fabricación de etanol en el norte de Uruguay. El etanol, fabricado a partir de la caña de azúcar, concuerda con los objetivos de ambos países establecidos en la iniciativa PETROSUR, de incrementar el uso de fuentes energéticas más limpias.

La empresa petrolera ANCAP, que también produce cemento, se ha comprometido a proveer cien mil toneladas anuales de ese producto al Ministerio de Vivienda de Venezuela, que lleva adelante un programa de transformación de tres millones de viviendas precarias, y que se ha visto afectado por problemas de altos precios del cemento.

⁴² Declaraciones del presidente del Directorio de ANCAP, Daniel Martínez, diario "La República", Montevideo, 11 de agosto de 2005.

d) Acuerdos entre Paraguay y Venezuela

En diciembre de 2005, los presidentes de la empresa estatal Petróleos de Paraguay (PETROPAR) y de PDVSA suscribieron un contrato de compra venta de petróleo, así como una carta de intención para realizar una evaluación técnica de PETROPAR, por parte de PDVSA, para su modernización.

Ambos documentos, suscritos en el marco de un convenio de cooperación energética entre ambas naciones, se enmarcan según los presidentes de ambas naciones, en la Iniciativa PETROSUR, considerada como parte de la plataforma de integración energética de América del Sur y punta de lanza para consolidar el desarrollo de la región.

El contrato entre PDVSA y PETROPAR, que es similar al que Venezuela ha firmado con otros países latinoamericanos, establece el financiamiento del 25 % de las compras con un plazo de hasta 15 años, dos años de gracia y un interés fijo de 2 %. El 75 % restante será abonado por Paraguay al contado, en un plazo de 90 días. Los precios de venta serán los que están vigentes en el mercado internacional.

El pago a largo plazo dará una disponibilidad de unos 10 millones de dólares por mes a la empresa petrolera estatal de Paraguay. PETROPAR planea adquirir 65 millones de litros de gasoil cada mes, lo que representará el 70 % del consumo de dicho combustible en Paraguay, operación que registra unos 24 millones de dólares mensuales. Asimismo, el acuerdo entre PDVSA y PETROPAR le asegurará a Paraguay la provisión de hasta 18.600 barriles diarios de crudo venezolano y derivados, principalmente.

En opinión de los directivos de PETROPAR, "se trata de un buen negocio para el país, teniendo en cuenta que el financiamiento que tendrá PETROPAR constará de una tasa de interés anual del dos %".⁴³ Las condiciones financieras que otorga Venezuela permitirán a PETROPAR, pagar una deuda de corto plazo con sus acreedores. "La situación económica de PETROPAR es desesperante, ya que las pérdidas son ininterrumpidas mes a mes (...) La empresa, según su presidente, podría estar 'técnicamente en quiebra'". El ahorro generado se calcula en 80 millones de dólares al año y se está considerando la posibilidad de que Paraguay pague parte de la factura con etanol. Paraguay importa la totalidad de combustibles que consume, refina parte de ellos y los vende a las distribuidoras privadas a través de PETROPAR. En una etapa posterior, el gobierno paraguayo planea destinar el dinero ahorrado, entre 50 y 55 millones de dólares, al estatal Banco Nacional de Fomento para financiar la producción de biocombustibles.

Por otra parte, se suscribió una carta de intención con el fin de realizar estudios técnicos que permitan el fortalecimiento de PETROPAR y la identificación de oportunidades de inversión conjunta en el mercado local del Paraguay. Este proceso pasa por evaluar técnicamente las instalaciones de propiedad de la empresa paraguaya, la Refinería Villa Elisa, con miras a su modernización y optimización, basados en las mejores tecnologías disponibles. La reactivación de la refinería de PETROPAR estaba paralizada desde unos años atrás, y en adelante servirá para el procesamiento del crudo importado desde Venezuela. Entre las opciones que se podrían dar está el aumento de la capacidad sin invertir mucho, o incorporar algún sistema de "cracking", que es un sistema más moderno para extraer más productos refinados al crudo."⁴⁴

Asimismo, plantea la visualización e identificación de potenciales proyectos en otras áreas del sector energético con base en la integración energética regional y que representen beneficios y el desarrollo sustentable de ambos países. En el documento, las empresas petroleras se comprometen a poner disposición recursos técnicos y humanos, suministrar la información necesaria y evaluar de forma conjunta los resultados de los estudios técnicos. Asimismo, para

⁴³ Declaraciones del presidente de PETROPAR, Armando Rodríguez, publicadas por NOTIMEX el 10 de diciembre de 2005.

⁴⁴ Declaraciones del presidente de PETROPAR, Armando Rodríguez, publicadas en el diario "ABC", Asunción, 10 de agosto de 2005.

implementar las acciones previstas en la Carta de Intención, se ha conformado un Comité Ejecutivo y un equipo de trabajo con el objetivo de hacer seguimiento a los estudios que se adelanten.

e) Acuerdos entre Bolivia y Venezuela

Los acuerdos de cooperación energética entre ambos países han tenido lugar en el marco de la política energética definida por el nuevo gobierno que asumió funciones en enero de 2006. Ésta propone, como tema central, recuperar la propiedad de los hidrocarburos. El programa de gobierno, en el ámbito de la política energética, plantea como objetivos nacionales el ejercicio pleno de la soberanía energética con el fin de optimizar la riqueza generada por la explotación de los hidrocarburos; el control y participación efectivos del Estado en el sector hidrocarburífero; distribución de la riqueza generada por la explotación de hidrocarburos para el desarrollo social con equidad; y utilización de los hidrocarburos para el desarrollo productivo del país.

Las medidas que se tomarán para alcanzar los objetivos consideran la implementación de un Plan Maestro de Explotación de Hidrocarburos que tenga como prioridad otorgar valor agregado en la exportación de hidrocarburos; el fortalecimiento institucional y económico de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), para que prime el interés colectivo sobre el interés particular; la utilización del gas natural como materia prima para la obtención de carburantes en gran cantidad para que pueda abastecerse sin problemas al mercado nacional, se disponga de precios bajos y estables sin necesidad de subvenciones, de modo que se facilite la democratización del uso de gas natural en ciudades y GLP en el área rural; e industrialización del gas en gran escala para el desarrollo productivo del país.⁴⁵

El gobierno considera que “para un adecuado control de la industria petrolera, YPFB deberá participar en toda la cadena en actual operación, a través de la participación accionaria en las empresas capitalizadas y privatizadas que operan unidades estratégicas para el desarrollo del sector hidrocarburífero. Las unidades donde el Estado debe recuperar el control son el transporte y almacenamiento de hidrocarburos y la refinación de petróleo”⁴⁶ (ver recuadro 10).

Con respecto a la política energética con la región, el gobierno considera pertinente “definir objetivos, políticas y estrategias en torno a desarrollar y consolidar mercados limítrofes de exportación: Argentina, Brasil Paraguay y Uruguay y eventualmente a Chile, siempre y cuando se pueda llegar a acuerdos de soberanía marítima para Bolivia. En la medida de prosperar, estos mercados serían los únicos y últimos para exportar gas natural como materia prima e ingresar a la nueva fase en la cual se conciba prioritariamente la industrialización del gas natural con base, en especial la transformación del metano en diesel ecológico y en GLP sintético, ya que los mercados no serán, inicialmente, los países limítrofes sino de la Unión Europea, Japón y Estados Unidos.

La actual situación internacional del sector hidrocarburífero y el contexto que se da a nivel regional, hacen que una alianza estratégica con empresas estatales en el marco de acuerdos regionales no sólo sea perfectamente viable, sino necesaria e imprescindible para el desarrollo, estabilidad e integración regional. Bolivia planteará, a partir de la riqueza energética, la integración de los países de la región en beneficio y el desarrollo de la región sudamericana. Bajo este marco de acuerdos de integración, el Estado Nacional podría garantizar inversiones, tecnología y mercados.”⁴⁷

⁴⁵ Extractos de la política energética nacional del Programa Económico 2006-2010 para Bolivia del Movimiento al Socialismo de (MAS), 2006.

⁴⁶ Tomado del Programa Económico 2006-2010 para Bolivia, política energética nacional del Movimiento al Socialismo de (MAS), 2006, página 29.

⁴⁷ Tomado del Programa Económico 2006-2010 para Bolivia, política energética nacional del Movimiento al Socialismo de (MAS), 2006, página 26.

ESTRATEGIAS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

- El Estado recuperará y desarrollará su capacidad para planificar, elaborar e implementar políticas y proyectos en todas y cada una de las actividades del sector de hidrocarburos, así como también para fiscalizar las actividades del sector.
- El Estado recuperará la propiedad de la producción de todos los hidrocarburos (gas natural, petróleo y condensados).
- Se logrará un equilibrio racional entre el uso de las reservas de gas para la exportación de materia prima, para el mercado interno y para la industrialización de gas natural, condicionando cualquier nuevo proyecto de exportación de gas a proyectos de fabricación de productos con valor agregado.
- En el uso de las reservas para exportación de gas natural, se dará prioridad a los mercados regionales, pues son los que permiten mejor precio en boca de pozo, y que, mediante acuerdos nacionales, pueden ir aparejados de exportación de energía eléctrica, diesel y otros productos.
- Se iniciará un proceso acelerado de transferencia y desarrollo de tecnología y de preparación de mano de obra calificada, especializada, idónea y profesional para encarar el futuro desarrollo del sector, en cumplimiento de las leyes vigentes.
- Se identificará y promoverá medidas que contribuyan a perfeccionar un marco legal atractivo y equilibrado que posibilite garantías de estabilidad para la inversión en proyectos del sector de hidrocarburos en general y en proyectos de industrialización del gas en beneficio del país.
- Se priorizará la participación del Estado y se estimulará una participación más activa de la iniciativa privada nacional en el sector de hidrocarburos, tanto en las actividades operativas del sector como en la construcción industrial y explotación de obras de infraestructura y en la prestación de servicios.
- Se debe lograr la condición de país más favorecido en nuestras exportaciones de productos energéticos a los mercados regionales.

Fuente: Extractos del Programa Económico 2006-2010 del Movimiento al Socialismo de Bolivia.

En este marco, los gobiernos de Bolivia y Venezuela han suscrito importantes convenios de cooperación. Entre ellos se han acordado los términos en que Bolivia participará en el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas. Éste establece que Venezuela suministrará crudo, productos refinados y GLP a Bolivia por una cantidad de hasta 200 mil barriles mensuales. La aplicación del Acuerdo será exclusiva para los entes públicos avalados por ambos gobiernos. Sin embargo, se ha determinado que Bolivia podrá utilizar empresas privadas que ésta haya designado –y hayan sido autorizadas también por Venezuela–, sólo para los efectos de la logística necesaria para el movimiento físico de los volúmenes de hidrocarburos comprados bajo este Acuerdo para su consumo interno.

Los pagos de intereses y de amortización de capital de las deudas contraídas por la Bolivia podrán realizarse mediante mecanismos de compensación comercial, cuando así sea propuesto y acordado entre ambos gobiernos; dicho mecanismo comprenderá tanto la entrega de bienes como la prestación de servicios. La facturación de las ventas realizadas a los entes públicos designados por Bolivia, se hará con base a precios referenciados al mercado internacional. De acuerdo con la cuota de suministro establecida en dicho Acuerdo, Venezuela otorgará esquemas de financiamiento preferenciales a Bolivia.⁴⁸

⁴⁸ De corto plazo de hasta 90 días, para la parte principal de los pagos, que generará un interés del 2% flat. De largo plazo de hasta 15 años para la amortización del capital, con un período de gracia de pago del capital de hasta 2 años y una tasa de interés anual del 2%. El monto de los recursos financiados aplicables se determinará con la siguiente escala:

PRECIO PROMEDIO DE VENTA ANUAL (FOB-VZLA) POR BARRIL EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES	FACTOR DE DETERMINACIÓN DE LOS RECURSOS FINANCIEROS (%)
= 15	5
= 20	10
= 22	15
= 24	20
= 30	25

Asimismo, se firmó el Acuerdo sobre la Cooperación en el sector energético entre Bolivia y Venezuela. Dicho Acuerdo tiene como objeto iniciar un proceso amplio y sostenido de integración y cooperación en el sector energético entre ambos países, con el fin de desarrollar y promover las áreas de petróleo, gas, electricidad y petroquímica, que contribuya a la consolidación de las iniciativas desarrolladas regionalmente en este sentido, en particular, PETROAMERICA y PETROSUR como instancias de coordinación de políticas energéticas para la región (ver recuadro 11).

Recuadro 11

MODALIDADES DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA ENTRE BOLIVIA Y VENEZUELA

- Ampliación del suministro de crudo, productos refinados, GLP y asfalto, contemplado en el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, hasta los volúmenes requeridos para satisfacer la demanda interna de Bolivia, estableciendo mecanismos de retribución con productos bolivianos para la cancelación de la factura por estos conceptos.
- Apoyo al actual proceso de reestructuración de la empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), mediante asistencia técnica para la evaluación y el desarrollo de proyectos, suministro de tecnología y colaboración en la formación de recursos humanos especializados.
- Evaluación de la optimización de las cadenas de suministro de combustibles líquidos de hidrocarburos en el mercado interno de Bolivia.
- Conformación de empresas mixtas entre YPF y PDVSA para el desarrollo de proyectos de exploración, producción, refinación, cadenas de distribución, procesamiento e industrialización de hidrocarburos. Dichas empresas, cuando se constituyan en Bolivia tendrán mayoría accionaria de YPF y cuando se constituyan en Venezuela tendrán mayoría accionaria de PDVSA.
- Creación de PDVSA Bolivia y apertura de su oficina en Bolivia, así como la apertura de la correspondiente oficina de representación de YPF en Venezuela.
- Otras formas de cooperación que las Partes acuerden mutuamente y que contribuyan a la consolidación de la integración y soberanía energética regional.

Fuente: Acuerdo sobre la Cooperación en el Sector Energético entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Bolivia, suscrita el 23 de enero de 2006 entre los presidentes Hugo Chávez y Evo Morales en la ciudad de La Paz, Bolivia.

3. PETROANDINA

La iniciativa de integración energética PETROANDINA fue puesta en consideración en oportunidad del XVI Consejo Presidencial Andino realizado en julio de 2005 en Lima, como plataforma común o “alianza estratégica” de entes estatales petroleros y energéticos de los cinco países de la CAN (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela). El objetivo consiste en impulsar la interconexión eléctrica y gasífera, la provisión mutua de recursos energéticos y la inversión conjunta en proyectos”.

En dicha Cumbre presidencial, los presidentes de los países andinos suscribieron el documento: “Acta Presidencial de Lima. Democracia, desarrollo y cohesión Social”, en el cual consideraron la conveniencia de formular una agenda energética andina en el contexto de la integración sudamericana, teniendo en cuenta los distintos acuerdos binacionales existentes y el potencial energético representado por los yacimientos de petróleo, carbón y gas, así como de fuentes hídricas, eólicas, solares y otras existentes en los países andinos.

En el marco de estas consideraciones, los estados miembros también reafirmaron el interés de fortalecer la integración regional impulsando los proyectos de interconexión energética en América del Sur, teniendo en cuenta los acuerdos vigentes de los países y los esquemas comerciales existentes. Sin embargo, a pesar que las normativas subregionales andinas abordan aspectos importantes de la integración energética, especialmente en el sector eléctrico, la propuesta PETROANDINA, en los términos planteados por Venezuela, no ha registrado avances importantes en esta subregión.

Ello ocurre a pesar que el Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la CAN reconoce que la volatilidad del precio internacional del petróleo y su impacto en los países pone de relieve la innegable conveniencia de estructurar una alianza energética para fortalecer la estabilidad y el desarrollo económico de los países. En ese sentido, consideran necesario trabajar en la construcción de mercados integrados de energía a través de redes físicas y marcos regulatorios armonizados, así como en la búsqueda de una inserción en los mercados internacionales de hidrocarburos, en un contexto estratégico de seguridad energética.

Asimismo, la Secretaría General de la CAN considera indispensable promover el desarrollo empresarial privado en los países andinos a través de “clusters energéticos” y establecer un marco de negociación de energía en la OMC, así como desarrollar las energías renovables y vincularlas con la temática ambiental y con el Plan Integrado de Desarrollo Social (PIDS).⁴⁹

A nivel bilateral, sin embargo, han tenido lugar algunas acciones importantes, especialmente entre Venezuela y Colombia y, en menor medida, con Ecuador. En noviembre de 2005, los presidentes de Colombia, Álvaro Uribe y de Venezuela, Hugo Chávez, se reunieron en la ciudad de Punto Fijo, Venezuela, y evaluaron el avance de los cronogramas establecidos por parte de los equipos negociadores y técnicos binacionales sobre política de intercambio interfronterizo de combustible, proyecto de interconexión gasífera, y proyecto Oleoducto y/o Poliducto Colombo-Venezolanos.⁵⁰

En la Declaración⁵¹ que ambos suscribieron, se comprometieron a instruir a los ministros de Energía para acordar la construcción del Gasoducto Colombo-Venezolano por parte de Venezuela en la ruta Ballenas, en el departamento de la Guajira (Colombia) –donde operan la empresa estatal ECOPEPETROL y las extranjeras Chevron-Texaco– con la refinería de Maracaibo, en Venezuela. Éste tendrá una extensión aproximada de 200 kilómetros. Ambos presidentes convinieron en que la propiedad, operación, administración y mantenimiento de este gasoducto en todo su trayecto correspondería a PDVSA. El costo aproximado del gasoducto alcanzaría los 230 millones de dólares.

La construcción del gasoducto colombo-venezolano se iniciará en julio de 2006 y tendrá una duración entre 18 y 24 meses. Asimismo, se consideró la opción adicional de evaluar la posibilidad de agregar procesamiento intermedio de crudo pesado y extrapesado. La duración del contrato será de 20 a 25 años. El gas proveniente de Colombia a través del gasoducto servirá para mantener el Centro de Refinación Paraguaná, ahorrar los miles de barriles que se queman en combustible y garantizar el abastecimiento de la región occidental venezolana, que hoy presenta un déficit del combustible. No obstante ese escenario, según un documento del Ministerio de Minas colombiano, a largo plazo será Venezuela el país que venda gas, si Colombia no encuentra reservas adicionales.⁵²

Por otro lado, se hizo mención a las negociaciones binacionales para dar solución a la comercialización ilícita de combustibles en la frontera colombo-venezolana. En julio de 2005, el

⁴⁹ Declaraciones del Secretario General de la Comunidad Andina, Allan Wagner, durante la inauguración de la II Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la CAN, en Lima, el 24 de noviembre de 2004, publicadas en el sitio Web de la CAN www.comunidadandina.org

⁵⁰ Un año, antes, el 14 de julio de 2004, los presidentes Álvaro Uribe y Hugo Chávez suscribieron un "Memorando de entendimiento en materia de interconexión gasífera" en el complejo petroquímico de "El Tablazo", Maracaibo, Venezuela. En él establecieron lineamientos para adelantar la construcción de la interconexión gasífera Ballenas-Maracaibo. Asimismo, instruyeron a los Ministros de Energía para que reactiven los trabajos de la Comisión Binacional de Combustibles, a objeto de hallar una solución integral al problema del contrabando de gasolina y diesel en frontera. El gobierno venezolano acordó la venta directa de combustible a compañías previamente indicadas por el gobierno colombiano. Se acordó instruir a los organismos de inteligencia de ambos países el despliegue de acciones conjuntas para la determinación y sanción de los grupos irregulares que se dedican al contrabando de combustible.

⁵¹ Declaración de Punto Fijo sobre Asuntos Energéticos, suscrita entre los presidentes de Colombia y Venezuela el 24 de noviembre de 2005, en la ciudad de Punto Fijo, Estado Falcón, Venezuela.

⁵² Tomado del diario "Portafolio", Bogotá, Colombia, 6 de febrero de 2006.

gobierno colombiano aprobó la venta de combustible por parte de PDVSA, en las poblaciones fronterizas, como medida contra el contrabando. Las pérdidas anuales por contrabando y robo de gasolina entre Venezuela y Colombia alcanzan unos 750 millones de dólares, según estimaciones oficiales.⁵³

Otra de las iniciativas que surgieron durante el año 2005 en el marco de la iniciativa PETROANDINA consiste en que Ecuador, exportador neto de petróleo, y actualmente importador de gasolina, refine en Venezuela parte de sus crudos. Se estima que, de concretarse esta iniciativa, se ahorraría una parte de los 1.000 millones de dólares anuales que paga por combustibles importados. La propuesta aún está en estudio.

B. El Programa de Integración Energética Mesoamericana

A iniciativa de México, los Jefes de Estado y de gobierno de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá –países miembros del Sistema de Integración Centroamericana (SICA)–, así como los de Belice, Colombia, México y la República Dominicana, adoptaron el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM), en diciembre de 2005. En aquella oportunidad, los gobiernos suscribieron la Declaración de Cancún,⁵⁴ en la que se comprometieron a sumar esfuerzos para avanzar en la integración energética mesoamericana, buscando fortalecer mercados integrados de productos petrolíferos, gas natural y electricidad, bajo una óptica de maximizar el uso de las fuentes renovables y la eficiencia energética.

La iniciativa surgió en momentos que la factura petrolera afecta seriamente a los países centroamericanos. Asimismo, en Sudamérica se empiezan a concretar iniciativas de complementación y cooperación energética, especialmente en el ámbito bilateral, impulsadas por el mayor proveedor de la región, Venezuela. Según estimaciones hechas por la CEPAL en el primer trimestre de 2005, la región centroamericana tendría que pagar 4 mil 500 millones de dólares más por los combustibles en 2005. Dicho monto representa una cifra superior en 20 % a la registrada en 2004, considerando en 50 dólares el precio promedio del barril de petróleo. Por ello, la región busca nuevas opciones de ahorro, pues según el organismo, la situación no cederá en el corto plazo.⁵⁵

En este escenario, ya desde principios de 2005, las autoridades centroamericanas responsables del sector adoptaron medidas destinadas a paliar la carestía de los hidrocarburos. Entre ellas, solicitaron un nuevo pedido de baja de precio a Venezuela y México. Asimismo, Guatemala anunció que licitaría la exploración de petróleo en el subsuelo, y trabajaría en la mezcla de etanol con las gasolinas; Honduras fomentaría el uso de gas licuado en taxis, impulsaría los combustibles alternativos y bajaría los márgenes de ganancia. Costa Rica declaró el Estado de emergencia por los altos costos e impulsó el desarrollo de programas de biodiésel; y Panamá redujo los impuestos, anunció la construcción de un gaseoducto y la facilitación de la entrada de más gasolineras e importadoras.⁵⁶

Las acciones y proyectos que se emprendan de acuerdo al PIEM se realizarán en el marco de mecanismos institucionales como el SICA. Éstas, a su vez, se enmarcan en el Programa de Integración Energética Mesoamericana del Plan Puebla Panamá (PPP). El primero y más relevante de estos proyectos se relaciona con la construcción de una refinería de alta conversión de petróleo crudo en territorio centroamericano, de la cual queda pendiente la definición de su óptima localización geográfica. Panamá, Costa Rica y Honduras aspiran a ser la sede.

La refinería tendría la capacidad para procesar por lo menos 230 mil barriles diarios del crudo producido por México conocido como “crudo maya”. El valor de su construcción se estima entre 3

⁵³ Tomado del diario “El Universal”, Caracas, 23 de septiembre de 2005.

⁵⁴ La reunión Cumbre se realizó en esa ciudad mexicana el 13 de diciembre de 2005.

⁵⁵ El cálculo fue revelado por Fernando Cuevas, jefe de la Unidad de Energía de la CEPAL en México, en abril de 2005.

⁵⁶ Diario “Hoy” de Honduras, 16 de abril de 2005.

mil y 4 mil millones de dólares y se calcula que entraría en operación en cuatro años. La refinería busca garantizar el abastecimiento de productos petroleros en Centroamérica, además de reducir los costos de producción por economías de escala, y minimizar las importaciones derivadas del petróleo.

Se considera que con dicha instalación procesadora se garantizará el abastecimiento de derivados del petróleo a precios competitivos, se protegerá a las naciones participantes del impacto del flujo alcista de los precios internacionales, se reducirá la dependencia energética de los países de la región, lo cual hará a la región más atractiva a la inversión internacional y ayudará a reducir la pobreza mediante la generación de empleo.

Otro de los proyectos del PIEM consiste en impulsar el consumo de gas natural en Centroamérica, mediante la construcción de un gasoducto, que uniría México y Colombia, para encontrarse en un determinado punto de la zona sur del istmo centroamericano. Además, incluye la construcción de una regasificadora para integrar un sistema de distribución de gas natural en la región. El gasoducto tendría una extensión de casi 3 mil kilómetros y un costo cercano a los 2 mil millones de dólares. Éste, a su vez, impulsaría la generación de electricidad en Centroamérica, y podría permitir el desarrollo de sectores industriales que usen el gas natural. La voluntad de impulsar el desarrollo de un mercado regional de gas natural requiere de estudios de factibilidad sobre la introducción de este recurso energético en Centroamérica en sus distintas alternativas. Los gobiernos se han comprometido a realizarlos.

El gasoducto le permitiría a México disminuir las importaciones de gas de Estados Unidos – las cuales provendrían de Colombia–, diversificar sus fuentes de suministro y adquirir gas natural a precios más competitivos. Habría interés de las transnacionales Chevron, Shell, Mitsui y Misubichi por participar del emprendimiento. Sin embargo, aún falta definir el proyecto de factibilidad para lo cual se contratará a una empresa especializada con el apoyo del BID. En mayo de 2006, los presidentes volverán a reunirse nuevamente para revisar los resultados del estudio de factibilidad y adoptar compromisos concretos en torno a la participación de los países en el proyecto.

Por otro lado, se contempla la construcción de una planta de generación de energía eléctrica con la que se pretende aumentar la oferta de electricidad que aproveche un combustible residual, que producirá la refinería de petróleo, conocido como “coque”. La central termoeléctrica generaría al menos 350 megawatts de potencia. Su construcción tomaría alrededor de tres años y medio y requeriría de una inversión de entre 250 y 300 millones de dólares.

Es importante destacar que, el impulso al desarrollo del mercado regional de electricidad, se hará a través de la consolidación de los proyectos de interconexión eléctrica y el mercado eléctrico regional definidos en el Plan Puebla Panamá. En ese marco, se construirían las líneas de transmisión de electricidad entre México y Guatemala y se culminarían los estudios pendientes entre Panamá y Colombia para poder integrar la red de transmisión eléctrica México-Centroamérica-Colombia.

El programa energético contempla también el establecimiento de una Red de Franquicias de PEMEX, orientada a ofrecer derivados del petróleo de calidad. Asimismo, la formulación de políticas conjuntas para la creación de fuentes de energía alternativa proveniente de fuentes renovables –con el propósito de reducir costos y niveles de contaminación ambiental– y la elaboración de una política regional de “eficiencia energética”, a efecto de garantizar el adecuado uso y aprovechamiento de los recursos energéticos del área mesoamericana.

Entre las acciones propuestas se aspira a estructurar una propuesta de marco legal, regulatorio y de fortalecimiento y homologación de las normas y regulaciones ambientales aplicables al sector energético. Para cumplir este objetivo, los gobiernos se han comprometido a crear una Comisión Reguladora de Energía para Mesoamérica, que norme y regule los temas de petrolíferos, de gas natural y electricidad de la región.

El conjunto de estas disposiciones permitirá la integración de la región en el sector energético. A diferencia de la propuesta Petroamérica que plantea un rol más activo del Estado en este proceso, el respeto por los principios del libre comercio será parte de los criterios fundamentales en la instrumentación de esta propuesta mesoamericana. “Se trata de un proyecto sin hegemonías, sin paternalismo, y sin discrecionalidades. (...) Los proyectos anunciados en esta Iniciativa se sostienen por sí mismos y no dependen de la voluntad política de los gobiernos de turno”.⁵⁷

Es importante destacar que fue en ocasión de la Cumbre Presidencial de las Américas realizada en noviembre de 2005 en Mar del Plata, que se le dio un gran impulso a esta Iniciativa. Entonces, se creó una Comisión Ministerial con el fin de establecer un Grupo de Trabajo que realizara los estudios técnicos para evaluar la factibilidad y en su caso, ordenar y priorizar cada uno de los componentes del PIEM, así como dar seguimiento y evaluar los avances que se vayan logrando.

El gobierno de Venezuela ha expresado su apoyo a esta Iniciativa Mesoamericana, así como a la posible construcción de una refinería, pues permitiría favorecer a los países de Centroamérica.⁵⁸ A su vez, los países centroamericanos han acogido favorablemente esta iniciativa, aunque consideran que el financiamiento de la refinería constituye el principal obstáculo del programa. Por el momento, lo más importante ha sido el esbozo del proyecto energético. Los emprendimientos señalados requieren aún estudios de factibilidad.

C. Propuestas de integración gasífera en Sudamérica

1. El “anillo energético”

El denominado anillo energético es un proyecto de interconexión gasífera del Cono Sur, que fue impulsado fundamentalmente por Chile, con el fin de suplir su déficit energético, a partir de los problemas de abastecimiento procedentes de Argentina. Este proyecto de interconexión gasífera plantea destinar parte de las reservas de los yacimientos de gas de Camisea, ubicados en el sur de Perú, así como las existentes en Bolivia. En el proyecto han participado, además de Chile y Perú, Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. En las reuniones realizadas por los gobiernos para este proyecto, Bolivia sólo lo ha hecho en calidad de observador.⁵⁹ La propuesta fue lanzada en junio de 2005, en Asunción, en oportunidad de la vigésimo octava cumbre presidencial del MERCOSUR.

Chile registra problemas de desabastecimiento debido a la restricción del envío de gas desde Argentina. Las empresas energéticas que realizaron importantes inversiones en gasoductos y la reconversión de la matriz energética hacia el gas natural, requieren que se garantice el suministro del gas. Actualmente, Chile tiene una alta dependencia energética de Argentina en el suministro de gas natural, pues Casi la totalidad de importaciones de gas natural proceden de este país, cuya producción ha declinado significativamente.

Este hecho se agrava debido a que la utilización del gas natural representa casi la mitad de la matriz energética de Argentina. Por lo tanto, la crisis energética de Argentina que se hizo sentir desde febrero de 2004, afectó el suministro de gas a Chile. Se ha insistido en afirmar, por lo general, que con el congelamiento de precios en 2002, se produjo una retracción de las inversiones y,

⁵⁷ “Firma México acuerdo energético con Centroamérica”, en Milenio Diario, Cancún, México, diciembre de 2005.

⁵⁸ El canciller de Venezuela, Alí Rodríguez, en declaraciones publicadas en el diario “El Universal”, Caracas, 15 de diciembre de 2005 señaló: “Sería útil que algún día pudiera haber acuerdos entre PEMEX y PDVSA como los que existen entre el monopolio estatal venezolano y la argentina ENARSA, la paraguaya PETROPAR o la brasileña PETROBRAS.(...) Sería lo más saludable, porque si algo estimulamos nosotros son esos procesos de acuerdo entre las empresa nacionales con la finalidad de beneficiar a los pueblos en una actividad tan importante como la petrolera.”

⁵⁹ Durante 2005 hubo encuentros del Grupo de Trabajo en Washington el 22 de junio; en Lima el 5 de julio; en Buenos Aires, el 19 de julio; el Montevideo, y en Asunción, el 13 de septiembre. de 2005.

con ello, las reservas disponibles cayeron a menos de diez años en 2005. Muchos consideran, también, que el precio controlado del gas no constituye un estímulo suficiente de inversión, como para esperar volúmenes de incremento significativos en la oferta. Por ello, para mantener los actuales niveles de consumo del gas, Argentina importa gas de Bolivia y limita la exportación a Chile.⁶⁰

Sin embargo, poco se ha difundido el hecho que ciertas inversiones, especialmente aquellas que hubieran expandido el sistema a largo plazo, no fueron realizadas tampoco cuando la situación era distinta y las inversiones gozaban de garantías y de un tipo de cambio que les era favorable. Tampoco se suele señalar, que las condiciones de rentabilidad para el sector han mejorado como consecuencia del incremento de precios a partir de 2002.⁶¹

En general, poco se ha señalado a los inadecuados marcos regulatorios en la responsabilidad de la crisis de la industria gasífera. Dichos esquemas regulatorios suponían que la expansión del abastecimiento estaría asegurada de modo automático por medio de una elevada rentabilidad. Respondiendo a esta lógica, las inversiones en exploración, producción, transporte y distribución de gas no tuvieron carácter obligatorio. En la práctica, estos indujeron a las empresas concesionarias y licenciatarias que operan en la industria del gas a establecer estrategias que los convirtieron más en actores financieros que en empresas energéticas con objetivos ligados al desarrollo de la industria en el largo plazo (Kozulj, 2005).

Con respecto al anillo energético, que busca paliar este problema en Chile, es importante señalar que gran parte del denominado “anillo energético” ya se encuentra construido. Se trataría de conectar al Perú con la red de ductos que existe entre el norte de Chile y Argentina, mediante la construcción de un gasoducto de unos 1.200 kilómetros de extensión desde la ciudad peruana de Pisco hasta la chilena Tocopilla, la cual requiere una inversión cercana a los 2.500 millones de dólares.

El proyecto ha suscitado reacciones contrapuestas en el Perú, pues se ha insistido en que debe desarrollarse prioritariamente el mercado interno, garantizando el abastecimiento en el largo plazo. A ello se añade el hecho que algunos sectores del gobierno peruano han puesto en consideración los alcances de la ventajosa carta de intención que suscribió con Bolivia para que el gas de la reserva boliviana de Tarija sea exportado a Norteamérica a través del puerto peruano de Ilo, y no del puerto chileno de Mejillones, como inicialmente se había previsto, al ser este trayecto más corto.

En efecto, en agosto de 2004, Perú y Bolivia firmaron una carta de intención mediante la cual se permitía la exportación del gas de Tarija a México y Estados Unidos a través del puerto peruano de Ilo. Según la carta de intención, a cambio de que la exportación del gas se realice por un puerto peruano, el Perú entregaría al país altiplánico una superficie para el establecimiento de una Zona Económica Especial (ZEE) que cuente con un puerto para recibir, procesar, transformar y comercializar gas natural.

A raíz de la participación del Perú en el proyecto del anillo energético, el gobierno boliviano advirtió que evaluaría el convenio suscrito con este país para exportar el gas natural a través de puertos peruanos. Al respecto, el gobierno boliviano anunció que analizaría “de una manera amistosa y cordial con Perú cómo estos acuerdos vigentes pueden conciliarse con estos nuevos emprendimientos en materia energética regional (en alusión al ‘anillo energético’) que a través del gasoducto sudamericano proyectan realizar Chile, Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay y Perú” que se están diseñando”,⁶²

⁶⁰ “La actual geopolítica del gas”, diario “La Nación”, Buenos Aires, 18 de diciembre de 2005.

⁶¹ Ver Kozulj, Roberto, “Crisis de la industria del gas en Argentina”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 88, CEPAL, marzo de 2005.

⁶² Declaraciones del ministro de Relaciones Exteriores de Bolivia, Armando Loaiza, publicadas en el Diario La Razón, La Paz, 17 de octubre de 2005.

Otro de los problemas que ha tornado inviable este proyecto es que Bolivia, país que posee las segundas reservas de gas de América del Sur, sólo participa del anillo energético en calidad de observador, pues demanda, como condición, una solución a su situación de mediterraneidad. Por mandato popular resultado de un referéndum en 2004, el gobierno boliviano no puede suministrar gas a Chile mientras éste no acepte discutir su problema de mediterraneidad. Sin la participación de Bolivia, el proyecto sólo tenía posibilidades de convertirse en un texto jurídico para dar garantías a los inversionistas que participen del proyecto.

En efecto, la meta de suscribir el documento conjunto que permitiría transformar el acuerdo de implementación del anillo energético en un tratado internacional, no prosperó, debido, en parte, a divergencias en algunos de los puntos del texto del tratado. El contenido jurídico de este marco normativo regional, considerado elemento clave para el funcionamiento del mercado, debía ser ratificado por los Congresos y convertirse en un Tratado Internacional. Si bien el texto se encuentra bastante avanzado, éste no pudo ser aprobado en oportunidad de la XXVI Cumbre Presidencial del MERCOSUR realizada en Montevideo en diciembre de 2005, tal como estaba previsto. En ese contexto, el proyecto para la construcción del gasoducto acordado en noviembre de 2005 entre los gobiernos de Brasil, Argentina y Venezuela, adquiere relevancia. No obstante, es un proyecto de largo plazo cuya viabilidad se encuentra en estudio.

El texto del acuerdo de implementación del anillo energético tiene claramente definido el objetivo, el cual consiste en avanzar en forma paulatina y continua hacia una mayor integración física de los mercados de gas natural de América del Sur. Asimismo, la relación con otros acuerdos internacionales establece que ninguna disposición del acuerdo puede anular los derechos y obligaciones de un Estado parte bajo otros acuerdos bilaterales o multilaterales de los que participaba.

Entre los principios que rigen el acuerdo se establece el libre tránsito; el acceso abierto (que permita que todos los oferentes tengan oportunidad de transportar gas para alcanzar a los demandantes y por otro lado, que los demandantes puedan elegir entre proveedores alternativos de gas que utilicen la misma infraestructura de transporte); la preservación de las facultades de los Estados parte en el otorgamiento de las autorizaciones de exportación de gas natural, con la condición de que una vez otorgadas, éstas no pueden ser modificadas, salvo por causas de fuerza mayor.⁶³

Asimismo, se establecen mecanismos para la resolución de controversias; principios tarifarios del transporte y de los otros servicios que se brinden a través de la red del gasoducto; aspectos tributarios; mecanismos de desarrollo de infraestructura y ampliación de la capacidad de transporte; normas para el tratamiento y promoción las inversiones privadas, entre otras. Sin embargo, no en todos estos aspectos hubo consenso. Por ejemplo, prevalecen aún opiniones contrapuestas en aspectos clave como la definición de lo que es una situación de emergencia –que pudiera dar lugar a la interrupción del suministro–; al mecanismo para solución de controversias; las excepciones temporarias al régimen de acceso abierto, que deben ser consignadas en el Registro de Infraestructura Afectada a la Red de Gasoductos del Sur, entre otros.

En cuanto a los acuerdos, éstos se han producido con respecto a los principios tarifarios, tributarios, los mecanismos de desarrollo de infraestructura y ampliación de la capacidad de

⁶³ En el capítulo cuarto del Acuerdo se definen como causas de fuerza mayor a un evento, condición o circunstancia más allá del control razonable y previsible del Estado Parte que lo invoca, el cual a pesar de sus esfuerzos razonables para prevenir o mitigar sus efectos, no puede impedir la inexecución o el cumplimiento parcial, tardío o defectuoso de cualquier obligación establecida en el Acuerdo. Asimismo, se establecen los principios de no discriminación (toda restricción que deba efectuarse a la ejecución de las transacciones internacionales de gas, se hará de tal forma que no discrimine a los usuarios por razones de propiedad, origen o destino del gas natural); el principio de prelación (las restricciones tomarán en cuenta las cantidades contratadas y los distintos tipos de usuarios mediante prorrata entre usuarios de un mismo tipo, de acuerdo con un orden predeterminado; el principio de proporcionalidad (si debido a una emergencia tiene que efectuarse una restricción del suministro, ésta se hará en forma proporcional a los consumos de los usuarios del mismo tipo).

transporte, normas ambientales y de protección de las comunidades locales, normas técnicas, de seguridad, medición y calidad de gas, defensa de la competencia. Asimismo, hay acuerdo en que el Tratado estará abierto a la adhesión de otros Estados de América del Sur –en los términos que el Estado que desea adherirse acuerde con las partes; que el Tratado tendrá una duración indefinida y que podrá denunciarse una vez transcurridos treinta años desde la fecha de su entrada en vigencia; y que los respectivos instrumentos de ratificación del Tratado serán depositados en la Secretaría General de la ALADI.

2. El Gasoducto del Sur entre Argentina, Brasil y Venezuela

En diciembre de 2005, durante la vigésimo novena cumbre presidencial del MERCOSUR que permitió la entrada de Venezuela como miembro pleno a este organismo de integración subregional, los presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela firmaron un memorándum de entendimiento que dará inicio a los estudios de factibilidad para la construcción de un gasoducto que interconectará los yacimientos de gas de Venezuela con los principales centros de consumo en Brasil y Argentina. Dicho estudio de factibilidad abordará las consideraciones técnicas y económicas del proyecto y será el primer paso de un trabajo conjunto tendiente a garantizar la seguridad del suministro energético en Sudamérica.

Este proyecto de gasoducto entre los tres países se complementa con el destinado a crear el denominado "anillo energético". La idea es unir el anillo del cono sur de Sudamérica con la parte norte, de tal manera que otros países de la región también puedan acceder al gas proveniente de Venezuela, país que posee más de tres cuartas partes de las reservas gasíferas sudamericanas y cerca del 60 % de las ubicadas en América Latina y el Caribe.

El gasoducto podría tener una extensión de 8 mil a 10 mil kilómetros y uniría Puerto Ordaz, donde se encuentran las reservas de gas natural, con Manaus, en Brasil. Este se extendería hasta Buenos Aires. Aún no se ha definido las fuentes para su financiamiento. Los gobiernos de Argentina, Venezuela y Brasil iniciaron las primeras negociaciones técnicas para el establecimiento del gasoducto, a principios de febrero. La primera reunión de una ronda de tres que se realizará en cada capital, tuvo lugar en Buenos Aires. En ellas se espera acercar posiciones, en torno a los temas más trascendentes para la implementación del proyecto. El tema principal de la agenda en esta etapa inicial de la discusión técnica fue acortar los plazos de ejecución –su finalización fue inicialmente pactada entre 2010 y 2012- e incorporar a Bolivia en el proyecto como proveedor y a Paraguay y Uruguay como consumidores. Asimismo, se trató el tema de las tarifas y aspectos ambientales.

Los presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela consideran que la realización de este proyecto de integración gasífera será uno de los pasos decisivos en el proceso de integración sudamericana, dada la importancia vital de la energía en el desarrollo económico y social de la región. El memorando suscrito por los tres presidentes, prevé lanzar en un mes el estudio de factibilidad técnica para establecer el trazado del gasoducto.⁶⁴ Se ha contemplado que la primera etapa de ese trabajo deberá terminar en noventa días, pero demandará más tiempo analizar temas como el impacto ambiental, la rentabilidad en el largo plazo, la certificación de reservas existentes en el sur venezolano y los costos de transporte del insumo. En principio, se estima que la obra podrá estar terminada en cinco años.

Se considera que el gasoducto podría constituirse en la obra más grande de los próximos cincuenta años en América Latina y consolidarse como una solución energética para el mediano y largo plazo. El proyecto, es una demanda de los presidentes que tienen la visión estratégica de

⁶⁴ Declaración de Montevideo sobre integración gasífera sudamericana suscrita por los presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela el 9 de diciembre de 2005.

integrar las reservas de gas natural de la región y facilitar que el producto sea comercializado dentro de la propia región sudamericana”.⁶⁵

D. Los acuerdos de suministro de petróleo

1. El Acuerdo de San José

La vigencia de convenios que abordan el financiamiento de petróleo tiene sus primeros antecedentes en el Programa de Cooperación Energética para once países de Centroamérica y el Caribe,⁶⁶ o Acuerdo de San José, creado el 3 de agosto de 1980. En el marco de este convenio, México y Venezuela suministran conjuntamente 160 mil barriles diarios, 80 mil cada uno, de petróleo crudo y/o productos refinados, e incluye un esquema de cooperación financiera que consiste en el establecimiento de líneas de crédito que ofrecen tanto México como Venezuela, calculadas con base en un porcentaje que oscila entre un 20% y un 25% de la factura petrolera de cada país beneficiario, la cual es pagada bajo términos establecidos por la empresa petrolera estatal mexicana PEMEX y la venezolana PDVSA, a precios del mercado internacional y en las mismas condiciones que el petróleo vendido a otros destinos.

Las condiciones financieras en que se otorgan estos préstamos para financiar proyectos de desarrollo por entre el 20 y 25 % del precio de venta del petróleo, son establecidas, en el caso de Venezuela, por BANDES (Banco de Desarrollo Económico y Social), la entidad administradora de los recursos, y avaladas por su Asamblea General. Estas condiciones financieras toman como referencia las establecidas por otras entidades financieras internacionales y entes multilaterales como el BID. En la actualidad, este Programa de Cooperación constituye la principal fuente de financiamiento de las exportaciones no tradicionales, a través de la ejecución de proyectos en los cuales han tenido participación directa más de 110 empresas venezolanas, mediante la incorporación de bienes y servicios nacionales en los mercados de estos países.⁶⁷

En el caso de México, los financiamientos se otorgan a través del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), del Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (BANCOMEXT), así como otras instituciones financieras que en el futuro pudieran ser seleccionadas por el gobierno de México para la intermediación de los recursos del Acuerdo de San José. Mediante este mecanismo se financian tanto exportaciones de productos mexicanos a los países participantes, como exportaciones de los países participantes hacia México.

Es decir, el financiamiento ofrecido en el marco del Acuerdo de San José está destinado a financiar proyectos de desarrollo económico a corto y largo plazo en los países participantes, así como el intercambio comercial de bienes y servicios a través de empresas venezolanas y mexicanas.

Desde su creación, este acuerdo ha sido renovado anualmente. La última renovación tuvo lugar en agosto de 2005. Durante los últimos años, hay dos hechos importantes que destacar: la reincorporación de Haití a este programa en el año 2000 –luego de haber sido excluido en 1991 cuando la Organización de Estados Americanos determinó un embargo– y el planteamiento del gobierno venezolano durante 1999 de ampliar el Acuerdo de San José e incluir a Cuba y otros pequeños países de las Antillas. Sin embargo, esa iniciativa no prosperó. Es en este contexto que surge el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas y el de Cuba en el año 2000.

Otro aspecto importante de destacar con relación al Acuerdo de San José, es la reciente propuesta del gobierno de México, que plantea modernizar dicho Acuerdo, debido a que es “inoperante en la situación actual. (...) México considera necesario darle una visión nueva, actual y confía en que

⁶⁵ Declaraciones del ministro de Energía brasileño, Silas Rondeau, en Gazeta Mercantil, Rio de Janeiro, 12 de diciembre de 2005.

⁶⁶ Barbados, Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y República Dominicana.

⁶⁷ Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, Nota de prensa publicada el 8 de agosto de 2003.

Venezuela tendrá el mismo interés, pues se han mantenido contactos en ese sentido.”⁶⁸ La propuesta fue anunciada, finalmente, después de la cumbre presidencial de las Américas en Mar del Plata, oportunidad en la que el gobierno mexicano anunció que apoyaría a los países centroamericanos.

2. Acuerdo de cooperación energética de Caracas

El 19 de octubre de 2000, los Jefes de Estado y de gobierno de diez países de Centroamérica y el Caribe suscribieron el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas. Su conformación se desarrollará en varias etapas, pues el gobierno venezolano ha anunciado su disposición a ampliar la cobertura del Acuerdo a todos aquellos países que lo soliciten y que a su juicio reúnan las características suficientes como para ser beneficiarios del mismo.⁶⁹

En la primera etapa, fueron diez los países que suscribieron los acuerdos bilaterales con Venezuela: Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y República Dominicana.⁷⁰

Los diez acuerdos varían fundamentalmente por los volúmenes de crudo que recibirán los países en función de las características, de la estructura energética y de consumo de cada país. La mayoría de los países firmantes dependen casi exclusivamente de sus exportaciones de productos agrícolas, cuyos precios se encuentran deprimidos, tienen altas tasas de desempleo o elevadas deudas externas (ver cuadro 1).

Cuadro 1

SUMINISTRO DIARIO DE CRUDO EN EL MARCO DEL ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS

Países	Cantidad de barriles
R. Dominicana	20 000 barriles
Guatemala	10 000 barriles
Costa Rica	8 000 barriles
Panamá	8 000 barriles
El Salvador	8 000 barriles
Jamaica	7 400 barriles
Haití	6 500 barriles
Honduras	5 000 barriles
Nicaragua	4 900 barriles
Barbados	1 600 barriles (por confirmar)
Belice	600 barriles

Fuente: www.PDVSA.com.

En el Acuerdo se establece la venta de crudo o productos refinados, sobre la base de un pago con quince años de plazo para la amortización de capital, un período de gracia para el pago de capital de hasta un año y una tasa de interés anual de 2 %.

Se ha determinado que el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas funcionará en paralelo al de San José. A través de éste último, Venezuela y México suministran, desde 1980, otros 160 mil barriles diarios a la misma región a precios preferenciales, a cambio de facilidades crediticias para el intercambio comercial. Según el gobierno venezolano, el nuevo acuerdo energético, no fue diseñado para liquidar El Pacto de San José, sino para complementarlo. Se ha señalado, sin embargo, que con el tiempo, el Acuerdo de San José se ha vuelto bastante rígido, pues no facilita su modificación para incorporar a otros países. El gobierno de Venezuela considera,

⁶⁸ Diario “El Universal”, Caracas, 2 de diciembre de 2005.

⁶⁹ Declaraciones del viceministro de Relaciones Exteriores, Jorge Valero, diario “El Universal”, Caracas, 19 de octubre de 2000.

⁷⁰ Barbados no firmó el acuerdo y señaló que requería mayor tiempo para que su gabinete ministerial conociera el documento.

además, que no debe condicionarse a los países suscriptores del convenio, el empleo de bienes y servicios venezolanos”.⁷¹

El Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas establece que su aplicación será exclusiva para los entes públicos avalados por los gobiernos de Venezuela y el país con el cual se suscriba. Establece, también, que la facturación de las ventas realizadas a los entes públicos designados por el país suscriptor, se hará sobre la base de precios referenciados al mercado internacional. Asimismo, que los pagos de intereses y de amortización de capital de las deudas contraídas por los países beneficiarios, podrán realizarse mediante mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sea solicitado por el gobierno de Venezuela.

Los volúmenes de las ventas financiadas por Venezuela deben corresponder al consumo interno del país beneficiario. En el acuerdo se establece que, sólo a los efectos del financiamiento, la sumatoria de los volúmenes asignados tanto en el Programa de Cooperación Energética para Países de Centroamérica y del Caribe, como en el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, no podrá exceder del consumo interno de los países beneficiarios. Los acuerdos son renovados anualmente.

Sólo Nicaragua y Honduras, como naciones altamente endeudadas que tramitan la condonación de 80% de sus pasivos externos, pidieron leves modificaciones a los textos de sus convenios bilaterales. En vez de un año de gracia, ambos países recibirán año y medio con este beneficio. Igualmente, sus convenios establecen que el financiamiento se amortizará por completo cuando se cumplan 15 años, mientras que los textos de los demás acuerdos indican un plazo de "hasta 15 años para su amortización".

A diferencia del Acuerdo de San José, que no da facilidades financieras especiales para la cancelación de la factura petrolera, el Acuerdo de Cooperación Energético de Caracas, establece que Venezuela tiene previsto venderles a los países centroamericanos y caribeños 78.500 barriles diarios de petróleo adicionales a los que suministra mediante el Acuerdo de San José, a través de planes de financiamiento a 15 años plazo, con un año de gracia para el pago del principal y una tasa de interés del 2% anual. No ofrece precios preferenciales sino los mismos que establece el mercado.⁷²

A excepción del Acuerdo de San José, en todos los casos los hidrocarburos provistos por Venezuela contemplan el financiamiento de una porción de la factura a 90 días –en condiciones regulares PDVSA recibe el pago de sus despachos en 30 días– y el resto a largo plazo con uno o dos años de gracia –que aplican también para el flete– y un interés anual de entre 1 y 2%. A estas facilidades se suma la posibilidad de intercambiar en forma directa petróleo y derivados por bienes y servicios producidos en las naciones receptoras.

Al Acuerdo Energético de Caracas se sumó el Convenio Integral de Cooperación suscrito con Cuba en el mismo año.

3. Convenio Integral de Cooperación entre Cuba y Venezuela

El 30 de octubre del 2000 los presidentes de Cuba y Venezuela suscribieron un convenio mediante el cual ambos países se comprometieron a elaborar, de común acuerdo, programas y proyectos de cooperación. En ese marco, Venezuela ha acordado venderle a Cuba hasta 53 mil barriles diarios de petróleo en condiciones financieras preferenciales bajo un esquema de financiamiento mixto de corto y largo plazo.⁷³

⁷¹ Declaraciones del presidente Hugo Chávez en diario "El Universal" Caracas, 20 de octubre de 2000.

⁷² Sitio web de Costa Rica <http://www.recope.go.cr/esp/FAQS.htm>.

⁷³ El financiamiento de corto plazo es a noventa días con una tasa de interés del 2% flat aplicable a noventa días contados desde el día del conocimiento de embarque. El financiamiento de largo plazo será en los siguientes términos: período de financiamiento de quince

Hasta antes de la vigencia de este convenio, Cuba compraba en el mercado internacional aproximadamente 100 mil barriles de crudo diarios, de los cuales casi la mitad corresponden actualmente a importaciones provenientes de Venezuela. El precio del petróleo será calculado a un precio promedio de entre 15 y 30 dólares y el convenio tendrá una vigencia de cinco años y podrá ser prorrogado por otros cinco a menos que una de las partes lo denuncie.

Como parte del acuerdo petrolero Cuba otorgará a Venezuela servicios médicos, medicinas, tecnología médica y algunos productos como el azúcar para saldar parte de las compras de petróleo. Asimismo, se considera la prestación de otros servicios y tecnologías que estén a su alcance para apoyar el programa de desarrollo económico y social en Venezuela.⁷⁴ Estos programas serán definidos cada año precisando el monto monetario, las especificaciones, regulaciones y modalidades en las que serán entregados. Estos bienes y servicios serán pagados, de acuerdo al precio mundial del petróleo y sus derivados (ver recuadro 10).

En el convenio se establece el compromiso de Venezuela de proveer a Cuba bienes y servicios que comprenden asistencia y asesoría técnica proveniente de entes públicos y privados, así como el suministro de crudo y derivados de petróleo hasta por un total de 53 mil barriles diarios. Estos volúmenes son presentados en nominaciones de carácter trimestral y anualizado a PDVSA, tomando como referencia las bases del Acuerdo Energético de Cooperación de Caracas.

El gobierno venezolano está interesado en participar en planes de exploración petrolera en Cuba. Asimismo, se considera la posibilidad de establecer una asociación estratégica entre ambos países para reactivar la refinería de la ciudad cubana de Cienfuegos. Se estima que en este proyecto podría participar la empresa española REPSOL, la cual compartiría riesgos con Petróleos de Venezuela.

El acuerdo entre los gobiernos de Cuba y Venezuela se firmó en Venezuela pocos días después que se firmara –el 19 de octubre– el acuerdo energético con diez países centroamericanos y caribeños para venderles unos 80 mil barriles diarios de petróleo que, sumados a un monto equivalente que se comercia en la región a través del Acuerdo de San José, eleva los suministros a 160 mil barriles diarios, tal como se mencionó en el capítulo anterior.

años con dos años de gracia; quince pagarés con vencimientos anuales a partir del tercer año consecutivo; los intereses de los primeros dos años se capitalizarán y formarán parte del capital a ser considerado en los quince pagarés. La tasa de financiamiento de largo plazo será del 2%.

⁷⁴ Ver Anexo I del Convenio Integral de Cooperación entre la República de Cuba y la República Bolivariana de Venezuela, suscrito en Caracas, el 30 de octubre de 2000.

Recuadro 10

LISTA DE LOS SERVICIOS Y PRODUCTOS QUE OFRECE CUBA A VENEZUELA**- Agroindustria Azucarera y sus derivados**

Asistencia técnica para la operación técnico-productiva de las centrales azucareras que defina la parte venezolana en las siguientes especialidades: Superintendencia de Fábrica; Maquinaria Industrial; Termonenergética; Fabricación de Azúcar; Laboratorio; Agricultura Cañera. Asimismo, estudios de factibilidad agroindustrial y la participación en la construcción de tres centrales azucareras: 7.000 T.C.D en Barinas; 2.500 T.C.D en Guárico; 1.200 T.C.D en Apure.

- Turismo

Participación en la creación y funcionamiento de un hotel escuela binacional en Venezuela; asesoría en la elaboración del Plan Director Nacional (Estratégico) para el desarrollo integral del turismo, y en la promoción y mercadeo de destinos y servicios turísticos.

- Agricultura y Alimentación

Proyectos y asistencia técnica en la producción de cultivos para la alimentación humana, incluyendo vegetales y hortalizas mediante el sistema de organopónicos; proyectos y asistencia técnica en sistemas de riego y drenajes; asistencia técnica en la creación de plantas para la producción de fertilizantes orgánicos, fomento de plantas medicinales en el desarrollo del Programa Especial de Seguridad Alimentaria (PESA), auspiciado por la FAO; proyectos y asistencia técnica integral de ordenación, explotación y aprovechamiento forestal, sobre la base de sistemas sostenibles; producción de medios biológicos para el control de plagas y virus

- Salud

Venta de Productos como medicamentos genéricos, vacunas y Equipos Médicos, medios de cultivo y medios criogénicos; materiales y artículos ortopédicos, espirulina (suplemento alimentario) coralina para implantes oseos, y otros biomateriales; productos para plagas.

- Transporte

Se considera la asistencia técnica en proyectos y ejecución de obras para el desarrollo del sistema ferroviario nacional

- Educación

Formación y capacitación de docentes en las etapas de educación preescolar, especial, primaria, media y técnico-profesional; envío de salas de video educaciones fabricadas en Cuba y transmisión de la tecnología para producirlas en Venezuela, envío de softwares educativos producidos en Cuba, asesoría en técnicas y metodología de alfabetización individual, grupal y a través de medios de comunicación masivos.

Fortalecimiento de actividades deportivas

Fuente: Anexo I del Convenio Integral de Cooperación entre la República de Cuba y la República Bolivariana de Venezuela, suscrito en Caracas, el 30 de octubre de 2000.

IV. Acuerdos de cooperación energética en el marco de los convenios de integración

A. Iniciativas en la Comunidad Andina

El Acuerdo de Cartagena establece que sus miembros deben desarrollar acciones conjuntas para lograr un mejor aprovechamiento del espacio físico y fortalecer la infraestructura, así como los servicios necesarios para el avance del proceso de integración económica de la subregión. Estas acciones deben ejercerse principalmente en los campos de la energía, el transporte y las comunicaciones.

En ese marco, los gobiernos andinos vienen desarrollando desde 2002 una serie de acciones para promover la integración energética. En ese año, el Consejo Presidencial Andino en su Declaración de Santa Cruz de la Sierra, resaltó la creciente importancia estratégica de esta temática. La Secretaría de la CAN considera que los países andinos tienen razones culturales, políticas y estratégicas para plantear y beneficiarse de la integración energética como una nueva forma de desarrollo autónomo de la región.⁷⁵ La CAN ha promovido un enfoque multilateral de los proyectos de interconexión eléctrica binacionales con el propósito de crear las condiciones para permitir el desarrollo del mercado energético regional.

Con ese enfoque, el impulso más significativo a la interconexión eléctrica tuvo lugar en diciembre de 2002, cuando los países andinos

⁷⁵ Bases de la Alianza Energética Andina, SG/CM.EEHM/II/dt2, 10 de noviembre de 2004.

aprobaron un marco general (Decisión 536)⁷⁶ que establece las reglas para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre estos países que fue suscrito inicialmente por Colombia, Ecuador y Perú y ratificado después por Bolivia y Venezuela (ver recuadro 11).

Recuadro 11

REGLAS PARA LA INTERCONEXIÓN SUBREGIONAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS E INTERCAMBIO INTRACOMUNITARIO DE ELECTRICIDAD

1. Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
2. Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
6. Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
7. Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada País, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
8. Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
9. Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
11. Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.
12. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

Fuente: Artículo 1 de la Decisión 536, 19 de diciembre de 2002.

El diseño y aprobación de la Decisión 536 asume que la interconexión de los sistemas eléctricos conduce a la utilización óptima de sus recursos energéticos, así como la seguridad y confiabilidad en el suministro. Asimismo, que existen aspectos legales y de regulación con respeto a la autonomía de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos, que deben armonizarse.

La CAN considera que la integración efectiva de los mercados energéticos subregionales, especialmente de la energía eléctrica y del gas natural, podría ampliar la escala y mejorar la eficiencia del negocio energético andino, y abrir nuevas oportunidades de integración y de desarrollo para todo el espacio sudamericano, e inclusive hemisférico.

En efecto, la Decisión 536 contempla la existencia de mercados nacionales y externos de libre acceso, con precios sin subsidios ni discriminación, independientes del transporte y de los contratos de compraventa, la promoción de la inversión privada y un mercado internacional de transacciones de corto plazo.

⁷⁶ Decisión 536, aprobada el 19 de noviembre de 2002.

Los once capítulos y veinticuatro artículos que contiene, hacen referencia a los siguientes aspectos: reglas fundamentales del mercado, agentes participantes, tratamiento de restricciones e inflexibilidades, cargos adicionales en las transacciones, desarrollo de los enlaces internacionales, remuneración de potencia en las transacciones internacionales, transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, armonización de normativas nacionales, mecanismos de seguimiento, y disposiciones finales y transitorias, donde se menciona la futura incorporación de Bolivia, que en julio de 2005 anunció que adoptaría tal Decisión y se incorporaría al mercado propuesto.

Se aspira a que en dicho mercado se establezcan los mecanismos que permitan el intercambio de energía eléctrica entre los países, de tal forma que éste pueda realizarse también mediante las redes de interconexión de un tercero. Para la resolución de controversias la Decisión 536 propone el sistema arbitral previsto en el Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina.

Como mecanismo de seguimiento, se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, CANREL, encargado de promover las normas necesarias y hacer el seguimiento a los compromisos en materia de armonización de normativas nacionales. El Comité está conformado por los titulares de los organismos normativos y de los organismos reguladores nacionales de los servicios de electricidad en cada uno de los países miembros.

En el marco de CANREL se crearon, a su vez, dos grupos de trabajo que funcionan con independencia de la Secretaría de la Comunidad Andina: el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (GTOR) y el Grupo de Trabajo de Planificación GOPLAN. El primero, creado en 2003, ha tenido una intensa actividad, y se ha reunido en más de once oportunidades.

El GTOR realiza un trabajo permanente de seguimiento en este ámbito, identificando problemas de armonización de normas técnicas y jurídicas entre los países, plantea propuestas para su solución, y presenta cronogramas para la armonización de los procedimientos para la coordinación de la operación y administración de los mercados de la CAN, propone requisitos para la participación de los agentes en los mercados internos (por ejemplo en el caso del Perú y Ecuador), entre otros. Es importante señalar que esta entidad ha planteado la incorporación del ente regulador de Panamá (Ente Regulador de los Servicios Públicos - ERSP) (ver recuadro 12).

Por otro lado, el Grupo de Trabajo de Planificación (GOPLAN), creado en enero de 2004, tiene entre sus funciones desarrollar mecanismos de coordinación entre las entidades energéticas y eléctricas de los países, que permita el acceso libre, oportuno y transparente a la información que requieren los organismos nacionales y los agentes del mercado, para la planificación de construcción de enlaces internacionales, incluyendo datos sobre recursos energéticos, oferta y demanda.

Asimismo, deben proponer y promover acuerdos para la coordinación de la planificación de proyectos de interconexión con una visión de integración regional. Para ello se analizan y evalúan los criterios, estrategias y metodologías utilizadas para la expansión de los Sistemas de Generación y Transmisión de cada uno de los países, como los alcances de los planes de expansión; señales de precios de las transacciones internacionales; y procedimientos de coordinación para la construcción de los enlaces internacionales.

METAS DEL GRUPO DE TRABAJO DE LOS ORGANISMOS REGULADORES DEL COMITÉ ANDINO DE ORGANISMOS NORMATIVOS Y ORGANISMOS REGULADORES DE SERVICIOS DE ELECTRICIDAD (GTOR)

El GTOR planea dar cumplimiento a los siguientes temas específicos:

- Desarrollar los mecanismos de registro y liquidación de los contratos a plazo internacionales.
- Completar el proceso de armonización de los marcos normativos entre Colombia y Venezuela, de forma de optimizar el uso de los enlaces existentes.
- Completar el proceso de armonización del marco normativo peruano, respecto a lo que establece la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina y las normas emitidas en Ecuador y Colombia.
- Ajustar la reglamentación en lo pertinente a las transacciones internacionales para cuando éstas se produzcan entre más de dos países.
- Analizar la incorporación de la figura del comercializador, a nivel de mercado, en los países que no tienen prevista su participación, para habilitar los esquemas de corto plazo y la simetría entre países.
- Establecer un mecanismo, de ser del caso, para asignar un cargo de capacidad a los enlaces internacionales.
- Desarrollar la base normativa para establecer responsabilidades técnicas y comerciales asociadas a los requerimientos por servicios de regulación de frecuencia, control automático de generación, reservas operativas, control de los intercambios y por desvíos del despacho económico programado.

Fuente: <http://www.comunidadandina.org/servicios/energetico.htm>.

Adicionalmente, en junio de 2003 se creó, mediante la Decisión 557, el Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina, con el fin de impulsar institucionalmente las acciones de dicho sector en el marco del proceso andino de integración.

Es importante destacar que el Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina, identifica tres ejes temáticos vinculados al ámbito energético subregional sobre los cuales se centrarán sus principales acciones: la interconexión eléctrica y gasífera; la estrategia andina de inserción internacional en torno al comercio de hidrocarburos y la seguridad energética; y los servicios de energía y clusters energéticos.⁷⁷

El primer eje temático se refiere a la interconexión eléctrica y a la construcción de mercados integrados de energía en la subregión. El desarrollo de este eje temático se vincula con los avances que se vienen alcanzando en el marco de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA).

El propósito en este eje temático es trabajar en dos frentes iniciales: primero, consolidar e impulsar los desarrollos alcanzados en materia de interconexión eléctrica y gasífera entre Colombia - Ecuador, Ecuador - Perú, Colombia - Venezuela y Perú - Bolivia. En segundo lugar, desarrollar el marco jurídico comunitario para la armonización de los aspectos legales y los marcos regulatorios de los Países Miembros, a partir de lo establecido por la Decisión 536, que facilite las interconexiones y los intercambios de electricidad, así como una futura legislación comunitaria en materia gasífera.⁷⁸

El segundo eje temático hace referencia a una estrategia andina de inserción internacional en torno al comercio de hidrocarburos y la seguridad energética. El propósito es poner en marcha estrategias comunitarias que permitan una mayor cohesión en las prioridades de inserción internacional y en la capacidad de negociación de los países andinos, alrededor de su potencial en hidrocarburos, con relación a terceros países o bloques de países.

⁷⁷ Se refiere a los conglomerados industriales en torno a la extracción y producción de petróleo) que podrían ser desarrollados en la región andina.

⁷⁸ Durante la I Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina en enero de 2004, se acordó constituir el Grupo Permanente de Expertos nacionales en Gas cuya función principal ha sido trabajar en la elaboración de un anteproyecto de normativa comunitaria en interconexiones gasíferas sobre la base de las experiencias y perspectivas binacionales existentes entre los países miembros y los avances logrados con la vigencia de la Decisión 536. A la fecha, no se ha podido concluir con dicha normativa.

El tercer eje temático aborda los servicios de energía y cluster energéticos,⁷⁹ así como el desarrollo andino de alto valor agregado y negociaciones internacionales. En éste ámbito se abordan dos vertientes complementarias: las políticas que serán necesarias para promover exitosamente en la subregión los clusters y los servicios de energía de alto valor agregado; y las reglas sobre comercio de servicios de energía que se negocian en los ámbitos multilaterales y hemisféricos.

En la primera vertiente se analiza lo relativo a la optimización de los impactos que se originan en las iniciativas de inserción económica internacional y de integración regional basada en la energía, tratadas en los dos ejes temáticos anteriores. Para ello, se discuten acciones a nivel comunitario, tales como las pertenecientes a:

- las cadenas de agregación de valor de la producción y transformación sucesiva de hidrocarburos, y de generación de electricidad;
- la producción y el suministro de bienes especializados que demandan las dos cadenas, tanto en bienes de capital como en insumos; y
- los servicios de energía, o sea, servicios especializados que se prestan a las dos cadenas en sus procesos productivos o en la realización de inversiones y aquellos que son necesarios para comercializar la energía.

En la segunda vertiente se abordan los intercambios relativos a las negociaciones de servicios de energía, los cuales apuntan, en primer lugar, a tomar pleno conocimiento de los avances y de las perspectivas que hoy se abren sobre la materia y, en segundo lugar, a plantear las orientaciones que resulten necesarias desarrollar con un criterio subregional. En consecuencia, se apuesta a que los trabajos se centren en el desarrollo de acciones comunitarias eficaces para las negociaciones sobre servicios de energía en la OMC y otros ámbitos internacionales.

En su primera reunión, el citado Consejo de Ministros aprobó un Plan de Acción. En él se consideró que la interconexión del gas natural debe ser un componente de la política andina de integración energética. Asimismo, se anunciaron otras acciones como la destinada a lograr un equilibrio del desarrollo de los sectores eléctrico, hidrocarburiífero y minero dentro de un marco de desarrollo sustentable y armonizar los procesos de contratación de proyectos en dichos sectores. De acuerdo con el principio de transparencia, dicho Consejo acordó, también, publicar la información relativa a los contratos de energía existentes en la subregión, aunque no todos los países han cumplido con tal disposición.

A pesar de que no se han podido concretar todos los objetivos planteados, la integración energética exhibe ya algunos resultados, sobre todo en el campo de la interconexión eléctrica como producto de las coordinaciones y acuerdos de los Ministros de Energía y Minas (ver recuadro 13).

⁷⁹ Durante la III Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina realizada en Lima, en julio de 2005, se presentó el informe final que corresponde a la primer fase del Proyecto de Clusters Energéticos en los países miembros de la Comunidad Andina, referido a “aguas arriba” de la producción de hidrocarburos, estando en evaluación la realización de la segunda fase correspondiente a “aguas abajo” de la cadena de producción de los hidrocarburos. El estudio concluye sosteniendo la viabilidad de la formación de clusters aguas arriba de la industria de hidrocarburos para la región sudamericana. Las autoridades de Venezuela ponen reparos al hecho de contar con un esquema en el que el Estado pierda el control total de las industrias relacionadas con la producción de hidrocarburos (aguas arriba), aunque considera importante la identificación de clusters de producción en la subregión andina.

RESULTADOS CONCRETOS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Los indicadores del proceso de interconexión eléctrica en la subregión andina son los siguientes:

- A partir de marzo del 2003 se hizo realidad la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador.
- Como resultado de esa interconexión, Colombia está recibiendo 316 mil dólares diarios, lo que significa 115 millones de dólares al año, mientras que Ecuador ahorrará 74 millones de dólares.
- Con la interconexión todos ganan: el Estado, las empresas involucradas en el negocio eléctrico, y los usuarios que pagarán cada vez menos por la electricidad.
- Existen líneas de interconexión entre Colombia y Venezuela.

Fuente: Sitio web de la CAN www.comunidadandina.org.

B. Iniciativas en el MERCOSUR

A pesar de los importantes emprendimientos binacionales tanto en el sector eléctrico, como gasífero, que trascienden la existencia del organismo de integración, las normativas legales de integración energética en el marco del MERCOSUR, no han registrado todavía los avances necesarios en función del potencial que presenta la subregión. En la normativa energética subregional es imprescindible la incorporación, entre otros, de dispositivos para la solución de controversias y otros para normar situaciones de crisis.

Desde que se inició el MERCOSUR, los temas mineros y de energía correspondieron a dos subgrupos de trabajo diferentes, de los varios que atienden los asuntos sectoriales. En el año 2001 ambos subgrupos se fusionaron, creándose el subgrupo N° 9 de Energía y Minería. En aquella oportunidad, se aprobaron las pautas negociadoras para dicho subgrupo, tanto en el ámbito de minería, como en el de la energía.⁸⁰ Es importante señalar que en junio de 2005, se procedió nuevamente a la división del subgrupo de trabajo N° 9 “Energía y Minería” por considerar que la naturaleza de las cuestiones planteadas en ambas temáticas eran de naturaleza distinta. Desde entonces, el subgrupo de trabajo N° 9 se denomina de “Energía”, y para el tratamiento de los asuntos de minería se creó el subgrupo de trabajo N° 15.⁸¹

La Comisión de energía delineó, en 2001, seis pautas negociadoras. La primera de ellas propuso el diseño e instrumentación de un Sistema de Información Público de Energía en el MERCOSUR (SIEM) que incluyera en él, algunos elementos que resultaran relevantes para brindar transparencia a los mercados de energía y facilitar de esta manera las operaciones de comercio y las decisiones de inversión en la subregión. El subgrupo de trabajo identificaría y desarrollaría módulos de información primaria, los cuales deberían ser públicos y disponibles en internet. En principio abarcarían: precios y tarifas; estructura impositiva; otras estadísticas (reservas, producción, exportaciones, importaciones); marcos normativos, regulaciones energéticas de los países miembros y eventuales requerimientos administrativos para importaciones y exportaciones.

La segunda pauta negociadora planteó la necesidad de identificar, analizar y proponer soluciones para situaciones que afecten el efectivo cumplimiento de los principios de simetrías mínimas acordados en el ámbito de los intercambios e integración eléctrica.⁸² Se consideró que la puesta en práctica de los principios de simetrías mínimas, requería lograr acuerdos en un conjunto de temas centrales, en particular en el concepto de subsidio o subvención; costos económicos eficientes; y prácticas

⁸⁰ Las pautas negociadoras se acordaron durante la reunión del SGT N°9 —Minería y Energía—, celebrada en la ciudad de Asunción, el 28 de junio de 2001. MERCOSUR/GMC/RES. N° 33/01.

⁸¹ Mercado Común del Sur (MERCOSUR) Decisiones del Consejo del Mercado Común del MERCOSUR/CMC/DEC. N° 07/05: DIVISIÓN DEL SUBGRUPO N° 9 “Energía y Minería”, Asunción, 19 de junio de 2005.

⁸² Estos fueron acordados en el Memorandum de Entendimiento relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el MERCOSUR aprobado por Decisión del Consejo del Mercado N° 10/98, que se analizará más adelante.

discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y la oferta. A partir de estos conceptos se procedería al análisis de la composición de los precios finales con el mayor nivel de detalle posible.

La tercera pauta negociadora planteó acciones similares a la anterior para dar solución a situaciones que afecten el cumplimiento de los principios de simetrías mínimas, sólo que en el ámbito referido al suministro de gas.⁸³

En la cuarta pauta negociadora se consideró la identificación, análisis y propuesta de soluciones para todas las otras situaciones que pudieran afectar el efectivo cumplimiento del tratado que rige el MERCOSUR, en todas las etapas de las industrias de la energía eléctrica, gas, petróleo y derivados. Ello se debe a que los Memorándum de Entendimiento relativos a Electricidad y Gas Natural, no han agotado el conjunto de temas que hacen al cumplimiento del Tratado fundacional, modificado luego por el Protocolo de Ouro Preto. En particular no se ha hecho ninguna referencia sobre los combustibles líquidos derivados del petróleo donde persisten situaciones de monopolios de empresas públicas de hecho y de derecho y regímenes de Licencias no Automáticas de importación.⁸⁴

La quinta pauta negociadora planteó facilitar iniciativas de integración energética en la región, de conformidad con las orientaciones gestadas en la Reunión de presidentes de América del Sur (Brasilia agosto de 2000), y con el nuevo énfasis consagrado al tema en el marco del MERCOSUR. Se consideró que el subgrupo de trabajo podría actuar como facilitador de emprendimientos de integración energética a través de la identificación de oportunidades, y que las interconexiones eléctricas, y el gas natural, requieren de acuerdos operativos que posibiliten su normal desempeño. Ya entonces se planteó que la existencia de circunstancias previstas o imprevistas pudiera ocurrir en un Estado Parte y afectar el suministro, o la demanda de otro Estado Parte, debía contar con efectivos canales de información que permitan evitar o mitigar los efectos no deseados.

Finalmente, la sexta pauta negociadora planteó promover acciones de cooperación técnica horizontal y de capacitación conjunta de recursos humanos en materia de energías renovables en el área rural, técnicas de regulación y control y fiscalización. Asimismo, se propuso el fomento de las actividades empresarias en servicios energéticos y sistemas de información y comunicación. Se partió de la consideración que la difusión de la existencia de distintas experiencias en los países en cada uno de estos tópicos, podría contribuir a la preservación del medio ambiente, de los recursos no renovables, así como al desarrollo sustentable de la región. Entre otras, se plantearon acciones destinadas a impulsar actividades vinculadas a la calidad energética, particularmente en etiquetado; intercambio de información sobre tecnologías en el área de las energías renovables, así como de servicios energéticos.

Las pautas negociadoras establecidas en 2001 han sido orientadoras del proceso de construcción de la integración energética en el MERCOSUR. Al respecto, las normativas más importantes en esta temática corresponden a dos decisiones aprobadas por el Consejo Mercado Común, que datan de los años 1998 y 1999, respectivamente. La primera, consiste en un Memorandum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el MERCOSUR. La segunda consiste en un Memorandum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el MERCOSUR.

Los principios y disposiciones establecidos en ambas resoluciones son similares. En ambas, los países signatarios buscan avanzar en el proceso de integración eléctrica y gasífera, con el objetivo de complementar sus recursos energéticos, optimizar la seguridad del abastecimiento a los usuarios, así como la colocación de excedentes de energía y la capacidad instalada de los países de la subregión.

Los Estados se comprometen a no imponer políticas que alteren las condiciones normales de la competencia y a garantizar que no se realizarán prácticas discriminatorias en relación a los agentes de la

⁸³ Estos fueron acordados en el Memorándum de Entendimiento relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el MERCOSUR aprobado por Decisión del Consejo del Mercado N° 10/99.

⁸⁴ Pautas negociadoras del subgrupo N° 9 de Energía y Minería Mercado Común del Sur (MERCOSUR) Decisiones del Consejo del Mercado Común MERCOSUR/cmc/dec. N° 07/05: división del subgrupo N° 9 "Energía y Minería".

demanda y la oferta de generación de electricidad o de gas natural. Para ello, definirán y mantendrán normas generales que garanticen el libre comercio de ambos recursos energéticos, basadas en el principio de reciprocidad en la competencia y transparencia del mercado.

También, buscan asegurar que los precios y tarifas de compra y venta de electricidad y gas natural, tales como transporte, distribución y almacenaje, respondan en sus respectivos mercados a costos económicos, sin discriminación entre usuarios de similares características y sin subsidios directos o indirectos que puedan afectar la competitividad de los bienes exportables y el libre comercio en los países de la subregión. Es importante destacar que, en el caso del gas, se establece que los precios y tarifas deben incluir además todos los costos, entre ellos los ambientales y sociales.

Los países firmantes se comprometen a permitir a los distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica o gas natural que contraten libremente sus fuentes de provisión en cualesquiera de los países miembros del MERCOSUR. A su vez, permitirán y respetarán la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre compradores y vendedores de electricidad y gas natural. Desde un punto de vista logístico se buscará promover el desarrollo de una infraestructura de comunicación y enlaces para coordinar la operación física de los gasoductos.

Asimismo, respetarán el acceso a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución –incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales–, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) del gas natural, o con el carácter público o privado de las empresas, respetando las tarifas reguladas para su uso. Por último los Estados establecen la obligación de proteger el derecho de los usuarios de gas natural contra prácticas mono y oligopólicas, contra el abuso de posición dominante y contra la baja calidad del servicio.

Lo dispuesto en estas dos Decisiones responde, a su vez, a las pautas acordadas en una Resolución del Grupo Mercado Común del año 1993, en la cual se acordaron las directrices de las políticas energéticas en el MERCOSUR.⁸⁵ Para la definición de dicho documento los países miembros partieron de la base que la tendencia hacia una mayor integración energética permite asegurar una utilización más eficaz de los recursos, obteniéndose beneficios que no serían posibles en condiciones de aislamiento. Los países consideraron que la experiencia acumulada en materia de emprendimientos energéticos binacionales podría ser extendida, con perspectivas muy favorables, al campo multilateral.

Los elementos básicos de las directrices de las políticas energéticas definidas para el MERCOSUR son las siguientes:⁸⁶

- Viabilidad económico-financiera de los proyectos energéticos de la región;
- Optimización de la producción y del uso de las fuentes de energía de la región;
- Favorecimiento de la integración entre los mercados energéticos de los Estados Partes, con libertad de compra y venta de energía entre las empresas de energía y libre tránsito de los energéticos, respetando las legislaciones vigentes en cada País.
- La política de precios de la energía es parte integrante de la política económica de los Países y como tal debe respetarla;
- El precio de la energía (ex-impuesto) debe reflejar, en principio, su costo; la posibilidad de administración de precios favorecidos, por las características específicas de algunos segmentos consumidores del sector productivo, debe ser analizada en común;
- Equivalente tratamiento tributario (impuestos, tasas y gravámenes internos) a la energía destinada a los sectores productivos tendiente a la armonización de las políticas fiscales aplicadas.
- Promoción del uso racional de energía y su conservación;

⁸⁵ MERCOSUR/GMC/RES N° 57/93.

⁸⁶ Tomado de "Directrices de Políticas Energéticas en el MERCOSUR", MERCOSUR/GMC/RES N° 57/93.

- Admisión, en el marco de libre intercambio energético, de la posibilidad de acuerdos energéticos binacionales o multinacionales, dentro o fuera de la región;
- Promoción de la producción y uso de energía renovables con bases económicas y ambientalmente sustentables;
- La armonización de la legislación ambiental y el establecimiento de estructuras organizadas que permitan resultados equivalentes en la mitigación de los impactos sobre el medio ambiente resultantes de la producción, transporte, almacenamiento y uso de los energéticos, incorporando los costos ambientales a los costos de energía.
- Coordinación en la gestión de propuestas de financiamiento a organismos internacionales con el objetivo de realizar estudios de viabilidad económico-financieros de emprendimientos energéticos comunes;
- Ajuste de criterios para permitir el acceso de las empresas energéticas a los mercados de capitales de los Países Miembros;
- Elaboración de estudios de planeamiento energético integrado regional, en concordancia con los planeamientos macroeconómicos nacionales;
- Adopción en el campo legal, patrimonial, técnico y gerencial de medidas que aumenten la calidad y la productividad de las empresas y su desempeño colegiado, lo que presupone la existencia de coordinación, en el sentido de asegurar la ampliación de los beneficios recíprocos resultantes de la integración energética de los países del MERCOSUR.
- Tener en cuenta la diversidad de factores socioeconómicos y políticos que intervienen en la organización de los sistemas energéticos.

C. Iniciativas energéticas en el Sistema Económico Centroamericano

Las iniciativas de cooperación e integración energéticas en los países centroamericanos han tenido lugar en el marco del Sistema Económico Centroamericano (SICA)⁸⁷ y se han centrado en el ámbito eléctrico. En efecto, los primeros pasos para la construcción de un mercado eléctrico integrado regional se han dado, en esta parte del continente, mediante la construcción de interconexiones eléctricas con países vecinos, así como a través de la ejecución de contratos de interconexión o acuerdos para el manejo de transacciones entre dichos países.

Para impulsar la conformación de este mercado eléctrico integrado, se creó el proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central), cuyo objetivo principal fue establecer las reglas comunes para las transacciones regionales entre los agentes ubicados en los países miembros del SICA.

El proyecto SIEPAC fue concebido por los gobiernos centroamericanos y el de España en 1987. Los estudios realizados hasta 1995 demostraron las oportunidades⁸⁸ que tendría la región de llevarse a cabo una integración eléctrica mayor entre los países. Para realizar dichos estudios –factibilidad complementaria, estudios eléctricos avanzados, estudios sobre la Empresa Propietaria de la Red, entre otros– se constituyó una Secretaría Ejecutiva del Proyecto. Dichas actividades fueron financiadas por cooperación técnica no reembolsable otorgada por el BID y el gobierno de España.

⁸⁷ El SICA fue creado mediante el Protocolo de Tegucigalpa en 1991 y reemplazó a la hasta entonces existente Organización de Estados Centroamericanos. Son miembros de SICA: Panamá, Honduras, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Costa Rica.

⁸⁸ Los estudios de factibilidad elaborados por la Power Technologies Inc. (PTI) de USA y el Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas, en España, demostraron que el concepto de crear un mercado eléctrico regional con la disponibilidad de un primer sistema de transmisión regional a construir en paralelo con el sistema eléctrico existente, era muy positivo para los habitantes de la región, dado que podía bajar los costos de suministro de electricidad, aumentar la continuidad y seguridad del suministro e incentivar la inversión privada en el sector.

En 1995 los gobiernos centroamericanos, el de España y el BID, acordaron proseguir con la ejecución del Proyecto SIEPAC, para lo que acordaron una cooperación técnica que permitiera desarrollar los estudios de factibilidad técnico económica, estudios de la empresa propietaria de la línea y la formulación de un Tratado Marco.

Una vez demostrados los beneficios del proyecto se dispuso establecer un mecanismo jurídico que comprometiera a los seis países a determinadas reglas comunes, necesarias para asegurar el éxito del proceso. Dicho mecanismo fue plasmado en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central que fue suscrito por los Presidentes de los Países a finales de diciembre 1996 en la ciudad de Guatemala.⁸⁹ Éste entró vigencia el 18 de junio de 1998, una vez que fueron depositados los primeros instrumentos de ratificación en la Secretaría General del Sistema de la Integración Centroamericana (SG-SICA). Con la ratificación de Panamá, el 15 de diciembre de 1998 se completó la vigencia en los seis países.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC sería llevada a cabo por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR) de acuerdo a lo previsto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Ésta fue creada en Panamá en enero de 1999. Este proyecto corresponde a una de las iniciativas del Plan Puebla Panamá (PPP), creado en julio del 2001 por los gobiernos de México, Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con el fin de subsanar su déficit histórico en infraestructura.

El Proyecto SIEPAC se compone de dos pilares: un componente de infraestructura y un componente legal y regulatorio. El primero consiste en un proyecto para construir una línea de transmisión regional de aproximadamente 1.800 Km. desde Guatemala hasta Panamá, a 230KkV, a través de El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica. Esta obra está actualmente en etapa de licitación para su construcción y se estima que tendrá un costo de 320 millones de dólares. La misma permitirá intercambios firmes de hasta 300 MW entre los sistemas de los seis países de la Región.

El segundo consiste en apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica. Este componente reglamentario e institucional lo realiza la Unidad Ejecutora adscrita al organismo regional de integración, coordinación y cooperación del sector eléctrico. Se trata del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

Las organizaciones creadas por el Tratado Marco para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional son las siguientes:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), entidad con personería jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, que tendrá capacidad jurídica para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias. La CRIE inició funciones a finales del 2002 y su sede se localiza en Guatemala.

Los recursos provendrán principalmente de cargos pagados por los agentes, aportes de los gobiernos y sanciones económicas. Sus funciones consisten en hacer cumplir el Tratado, procurar el desarrollo y consolidación del mercado, velar por su transparencia y buen funcionamiento, promover la competencia entre los agentes del mercado, garantizar condiciones de competencia y no discriminación, resolver sobre las autorizaciones para integrarse al mercado y para compra y venta de energía, adoptar medidas para evitar el abuso de posición dominante, imponer las sanciones establecidas en los protocolos relacionadas con incumplimientos al Tratado o la regulación, aprobar las tarifas por el uso del Sistema de Transmisión, resolver conflictos entre agentes, habilitar las empresas como agentes del mercado, Coordinar con organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del mercado, entre otros.

⁸⁹ Un primer protocolo de mejoras fue suscrito en la Ciudad de Panamá, República de Panamá, el once de julio de 1997.

Ente Operador de la Red (EOR), entidad con capacidad jurídica propia para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias para cumplir con su finalidad. Sus funciones consisten en proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de la Red de Transmisión Regional (RTR), asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad, llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado, apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado, y formular el plan indicativo de expansión de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado

Empresa Propietaria de la Red (EPR), también conocida comercialmente como Empresa Propietaria de la Línea de Transmisión Eléctrica S.A., es una empresa de capital público o con participación privada, regida por el derecho privado, a la cual, mediante el "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central" y su protocolo, cada Gobierno otorgó el respectivo permiso, autorización o concesión, según corresponda, para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico.

La EPR fue constituida en el año 1998 en la ciudad de Panamá. Sus oficinas gerenciales se instalaron en San José, Costa Rica, en marzo de 2002, actualmente se encuentra en la fase de inversión de la línea de transmisión de 1.800 Km, 230 KV, a través de América Central. Sus funciones consisten en desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países, denominado línea SIEPAC. Como socios participan las empresas eléctricas públicas de los países del área, además de dos socios extra-regionales que son la empresa española ENDESA y la empresa colombiana ISA. (ver recuadro 14).

Recuadro 14

ACCIONISTAS DE LA EMPRESA PROPIETARIA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE CENTROAMÉRICA

- Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala
- Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras
- Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) de Nicaragua
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de Costa Rica
- Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA) de Panamá
- Empresa ENDESA Internacional de España.
- Grupo Empresarial ISA de Colombia

Fuente: www.emprsiepac.com (Empresa propietaria de la red del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central).

El Ente Operador de la Red, basado en los estudios regionales existentes, el Tratado Marco y el Diseño General del Mercado Eléctrico Regional, elaboró con el apoyo de la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC y los Operadores de Sistema y de Mercado de todos los países de América Central, el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER). El objetivo del RTMER es definir las reglas y criterios mínimos que regirán la operación técnica y comercial del Sistema y Mercado Eléctrico Regional de América Central.

Aunque dicho reglamento transitorio (RTMER) no satisface todos los requerimientos del Tratado Marco y el Diseño General del mercado eléctrico regional, es un instrumento viable para la coordinación de las transacciones de energía eléctrica que hacen uso de la red actual de transmisión de los países de América Central (ver recuadro 15).

Es importante señalar que el nivel de interconexión actual es importante porque permite intercambios de excedentes, facilita apoyo en emergencias; ha atenuado racionamientos eléctricos;

mejora el uso de la capacidad instalada; reduce consumo de combustibles; y habilita un mercado creciente de electricidad.

Sin embargo, presenta algunas debilidades como el hecho que sólo hay confiabilidad en un solo circuito de 230KV, existen restricciones por seguridad operativa; algunos flujos deben limitarse a 50 MW; no poseen comunicación incorporada; solo es útil para contratos de corto plazo, requiere refuerzos y compensación.

Recuadro 15

AVANCE DEL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA

El Diseño General fue preparado y aprobado en año 2000

El Reglamento de Operación fue completado en agosto 2004 y sometido al Ente Operador de la Red (EOR) y CRIE para su aprobación

El Reglamento de Transmisión fue completado en octubre 2004 y sometido también a EOR y CRIE

El Centro de Control se instalará entre 2005 y 2006

El Mercado Regional Definitivo iniciará en segunda mitad de 2006.

Fuente: www.emprsiepac.com (Empresa propietaria de la red del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central).

D. Los acuerdos energéticos en la ALADI

En el seno de la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) se han suscrito algunos acuerdos en las áreas de energía eléctrica, gasífera, petrolífera, así como de integración y cooperación energética. Éstos han tenido lugar a partir de principios de la década de los noventa, y son Argentina y Chile los países que más los han utilizado para regular su comercio tanto en el sector de electricidad como en el gasífero.

1. Energía eléctrica

Argentina y Chile han incluido normativas que regulan la interconexión y el suministro de energía eléctrica mediante Protocolos Adicionales al Acuerdo de Complementación Económica N.16 (ACE 16) suscrito entre ambos países en 1991. Estas normativas están incluidas en el Vigésimo Primer Protocolo Adicional del 23 de enero de 1998, y en el Vigésimoquinto Protocolo Adicional del 22 de agosto de 2000.

En el Vigésimo Primer Protocolo Adicional de 1998, se estableció, entre otros, que ninguno de los dos países pondrían restricciones a los generadores y otros agentes del mercado de energía eléctrica para que la exporten al país vecino. Asimismo, ambos gobiernos se comprometieron a:

1. Asegurar condiciones competitivas en el mercado de generación, sin la imposición de subsidios o impuestos que pudieran alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica de ambos países.
2. Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica que contraten libremente sus suministros, los cuales podrían provenir de cualesquiera de los países.
3. Respetar los contratos de compraventa libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada país, comprometiéndose a no establecer restricciones adicionales a las establecidas para contratos internos, para el cumplimiento de los mismos.
4. Posibilitar que el abastecimiento de la demanda en cada país resulte del despacho económico de carga incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones

internacionales. Para ello, deberían ser desarrollada la infraestructura de comunicaciones y enlaces que permitan el intercambio de datos e informaciones sobre los mercados, inclusive en tiempo real, necesarias para coordinar la operación física de las interconexiones y la contabilización para fines de comercialización.

5. Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones del transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) de la energía o con el carácter público o privado de las empresas, respetando las tarifas acordada. De no existir acuerdo, las regulaciones para su uso se harían según la metodología existente en cada país.
6. Respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico de cada país.
7. No someter a imposición discriminatoria a la actividad de la industria eléctrica, debiendo los vendedores, compradores y transportistas de energía eléctrica, observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción.⁹⁰

Asimismo, ambos países se comprometieron a permitir la inversión privada en la instalación de la infraestructura de transporte para las interconexiones internacionales. También acordaron proceder de acuerdo al principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de estos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente la infraestructura involucrada, tanto en la exportación de Argentina hacia Chile, como en la de Chile hacia Argentina.

En caso de surgimiento de controversias entre ambos países se estableció que serían resueltas mediante a) negociaciones diplomáticas directas y b) cuando la controversia no pudiera solucionarse mediante el procedimiento anterior, cualquiera de las Partes podría recurrir al procedimiento arbitral establecido en el Segundo Protocolo Adicional del Acuerdo de Complementación Económica No. 16 (ACE 16) entre Argentina y Chile (ver recuadro 16).

En el año 2000, ambos países suscribieron el vigésimo quinto protocolo adicional, el cual añade medidas sobre información y fiscalización. Con respecto a la información, ambos Estados se comprometieron a desarrollar un sistema de información nacional del mercado eléctrico, que sea abierto, actualizado, simple, con información similar y de fácil acceso. Con respecto a las actividades de fiscalización, se acordó que un organismo establecido para tales fines, puede requerir la información necesaria para el cumplimiento de sus cometidos legales o para determinar las responsabilidades por hechos ocurridos en su territorio, siempre y cuando tengan su origen en territorio del otro Estado. Se estableció que los organismos competentes para fiscalizar a los agentes del mercado son la Secretaría de Energía y el ente Nacional Regulador de la Electricidad por parte de Argentina, y la Superintendencia de Electricidad y Combustible, por parte de Chile.

⁹⁰ Tomado del Vigésimoprimer Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N. 16 suscrito entre la República Argentina y la República de Chile, 29 de diciembre de 1997.

RÉGIMEN DE SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS EN EL ACUERDO DE COMPLEMENTACIÓN ECONÓMICA ENTRE ARGENTINA Y CHILE

Los países signatarios se esforzarán por lograr la solución de las controversias mediante "negociaciones directas".

Si mediante las negociaciones directas no se alcanzare un acuerdo o si la controversia fuese solucionada sólo parcialmente, cualquiera de los países partes en la misma podrá someterla a consideración del Consejo de Complementación Económica.

El Consejo formulará recomendaciones a los países partes en la controversia tendientes a la solución del diferendo. Cuando la controversia no hubiera podido solucionarse, cualquiera de los países partes en la controversia podrá someterla al procedimiento arbitral.

Los países signatarios reconocen como obligatoria, ipso facto y sin necesidad de convenio especial, la jurisdicción del Tribunal Arbitral que en cada caso se constituya para conocer y resolver las diferencias y se comprometen a cumplir sus decisiones.

En cada caso el Tribunal Arbitral fijará su sede en alguno de los países signatarios o en la sede de la ALADI y adaptará sus propias reglas de procedimiento dentro de los cinco días siguientes a su constitución.

Las decisiones del Tribunal Arbitral son inapelables, serán obligatorias para los países partes en la controversia a partir de la recepción de la respectiva notificación y tendrán respecto de ellos fuerza de cosa juzgada.

Fuente: Síntesis del Segundo Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica No. 16 concertado entre Argentina y Chile, Montevideo, 10 de septiembre de 1992.

2. Energía gasífera

Durante la década de los noventa, varios países de la región suscribieron Protocolos que abordaron el tema de la interconexión gasífera, el suministro de gas natural, las normas para su comercialización, explotación y transporte y un sistema de información nacional sobre los mercados del gas. El primero de ellos fue suscrito entre Argentina y Uruguay en enero de 1992. Posteriormente se suscribieron otros entre Argentina y Bolivia, Bolivia y Brasil, y Argentina y Chile.

a) El Acuerdo entre Argentina y Uruguay

Se trata de un Acuerdo de Alcance Parcial que aborda normas para el suministro de gas natural, que data de enero de 1992. Entre los aspectos más destacados, se establece que el abastecimiento de gas natural de Argentina a Uruguay, a través de uno o más gasoductos, se realizará con capital de riesgo, sin erogaciones ni avales de los Estados Partes. Asimismo, que no existirá ningún tipo de limitaciones a las exportaciones de gas natural a Uruguay y que el abastecimiento tendrá un tratamiento igualitario con los consumidores argentinos con relación a posibles restricciones estrictamente técnicas o de infraestructura de transporte.

Ambos gobiernos se comprometieron a respetar los contratos de compraventa y de transporte de gas que se celebren por parte de empresas de ambos países, incluyendo su duración, de conformidad con las legislaciones vigentes en sus respectivas jurisdicciones. También, a otorgar las concesiones para la construcción de los gasoductos conforme al marco legislativo vigente en aquéllas. Las obras a realizarse en ambos países se rigen por las normas vigentes en cada país y son supervisadas por las autoridades competentes de cada Estado.

Es importante señalar que el Acuerdo tiene una duración indefinida y sólo podrá ser denunciado una vez transcurridos treinta años, en cuyo caso, la denuncia tendrá efectos a los tres años de recibida una notificación de parte de cualquiera de los países.

b) El Acuerdo entre Bolivia y Brasil

En este caso se trata también de un Acuerdo de Alcance Parcial suscrito en agosto de 1992, que aborda normas para el suministro de gas natural. En él, se establece el compromiso del gobierno boliviano a garantizar la comercialización, exportación y transporte de gas natural producido en su territorio a Brasil respetando los siguientes términos:

- El gobierno de Bolivia no aplicará restricciones a la exportación de gas natural producido en su territorio a Brasil, hasta el volumen máximo contratado. A su vez, el gobierno de Brasil no aplicará restricciones a la importación de gas natural de origen boliviano hasta el volumen máximo contratado.
- La compra y venta de gas natural, entre los países signatarios estará exenta de gravámenes a la importación y de impuestos a la exportación, así como de cualquier otra restricción no arancelaria.
- El gobierno de Bolivia garantizará el libre derecho de paso de gas natural de terceros países, a través del sistema de ductos actuales o que se construyan oportunamente, con destino a Brasil, salvaguardando en favor de Bolivia los costos adicionales de transporte y la disponibilidad de gas boliviano hasta el volumen máximo contratado.
- Las obras a ser realizadas en los territorios de los dos países signatarios se regirán por las leyes y reglamentos internos respectivos y serán supervisados por sus autoridades competentes.
- Los pagos que acuerden los operadores por concepto de la compra y venta de gas natural boliviano, se efectuarán en los plazos estipulados, en dólares americanos de libre disponibilidad, y no se ajustarán al mecanismo de compensación establecido por el Convenio de Pagos y Crédito Recíproco de la ALADI. El mismo derecho será asegurado en relación a las adquisiciones de materiales y equipos en el Brasil, destinados al Programa de importación de gas.

El Acuerdo tiene una duración indefinida. Si alguno de los países deseara denunciar el Acuerdo, puede hacerlo una vez transcurridos 35 años de su entrada en vigor, mediante comunicación escrita a la Secretaría General de la ALADI, el respectivo instrumento de denuncia. En este caso, la denuncia surtirá efecto 4 años después de haberse efectuado el mencionado instrumento.

c) Acuerdo entre Argentina y Bolivia

El Acuerdo de Alcance Parcial de promoción del comercio concertado entre Argentina y Bolivia para el suministro de gas natural entre ambos países se suscribió en noviembre de 1992. Se partió de la base de la conveniencia que Bolivia, en su condición de abastecedor de gas natural a la Argentina, se adaptara en el período comprendido entre mayo de 1992 y diciembre de 1993, al proceso de desregulación del mercado energético argentino.

A partir de entonces las transacciones gasíferas se ajustarían a las condiciones del mercado. Es así que, a partir del 1 de enero de 1994, la Argentina le concede a Bolivia el libre e irrestricto acceso del gas natural boliviano al mercado interno del primero. A su vez, Bolivia no establecería ningún tipo de restricción o de discriminación que limite la exportación de gas a la Argentina.

En el acuerdo se estableció que el gas boliviano sería sometido a los mismos impuestos que el gas producido por empresas privadas en territorio argentino. Al gas boliviano no se le aplicarían aranceles aduaneros ni derechos de importación. Recíprocamente, Argentina aplicaría los mismos términos.

d) Acuerdos entre Argentina y Chile

Argentina y Chile firmaron el Acuerdo de Complementación Económica N.16 en agosto de 1991, con el objetivo de facilitar, expandir y diversificar el intercambio comercial entre ambos países; promover las inversiones recíprocas; estimular la integración física entre ambos países y facilitar el desarrollo de proyectos de interés común en el ámbito de la industria, la infraestructura, la energía, la minería, el turismo y en otros sectores, especialmente con la activa participación del sector privado.

En ese marco, los principales protocolos adicionales referidos a aspectos de energía se han concretado en los siguientes protocolos adicionales:

i) Quinto Protocolo Adicional (1993)

El primer Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N.16 entre Chile y Argentina que aborda normas que regulan la interconexión gasífera y suministro de gas natural entre Argentina y Chile, fue suscrito en enero de 1993. Éste hace referencia a determinadas zonas del territorio de ambos países⁹¹ y su implementación se realiza bajo los siguientes términos:

- Ninguno de los países pondrá restricciones a que los productores de la provincia de Última Esperanza exporten gas natural a la Argentina y que desde este país se importe sobre la base de los volúmenes acordados entre los exportadores e importadores. El gobierno chileno garantiza la eliminación de restricciones legales y reglamentarias a la exportación de gas natural que los vendedores estén dispuestos a suministrar a la Argentina.
- Los vendedores y compradores negociarán y contratarán el precio de compraventa del gas, los plazos, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y otras condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de gas, incluidos los gasoductos correspondientes, de los puntos de entrega a los centros de consumo.
- El marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación, transporte y distribución del gas lo constituye la respectiva legislación de cada Estado y lo convenido en este instrumento. La operación del o de los gasoductos se regirá por el sistema de acceso abierto. Los vendedores, compradores y transportistas del gas deberán observar la legislación impositiva y aduanera aplicable en cada jurisdicción.
- El tratamiento tributario a la importación de gas que realicen Argentina y Chile no podrá ser superior al tratamiento de las importaciones de derivados del petróleo, ni inferior al de los productos que utilizan gas como materia prima.
- El Acuerdo tiene una duración indefinida y cualesquiera de las Partes podrán denunciarlo una vez transcurridos treinta años, mediante una notificación por escrito a la otra Parte. En tal caso, la denuncia surtirá efectos a los tres años de recibida la mencionada notificación.

ii) Decimoquinto Protocolo Adicional (1995)

El decimoquinto Protocolo Adicional suscrito entre ambos países establece que ambos países procederán de acuerdo al principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de éstos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y al consumo interno. En todos los casos se debe mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales.

El protocolo establece que se fomentará un régimen jurídico que permita a las personas naturales o físicas y jurídicas, la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre la Argentina y Chile. Asimismo, que no se pondrán restricciones a las exportaciones de gas natural, sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades, debidamente certificadas, que a tal fin comprometan a los exportadores e importadores. Tal antecedente permitirá a las autoridades de Argentina y de Chile, según corresponda, considerar las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de gas natural, en la medida que no se comprometa

⁹¹ En Chile, la Provincia de Última Esperanza de la XII Región y en Argentina (Río Turbio y 28 de noviembre), Provincia de Santa Cruz.

el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, si la legislación de las Partes así lo requiere.

Los gobiernos se comprometieron a garantizar la eliminación de restricciones legales, reglamentarias y administrativas a la exportación, importación y transporte de gas natural. Asimismo, se otorgarán las autorizaciones, licencias y concesiones que sean necesarias para la exportación e importación de gas natural, para la construcción, operación y explotación de los gasoductos, así como para el transporte del gas por los gasoductos nuevos y existentes. La operación de los gasoductos se regirá por el sistema de acceso abierto.

iii) Vigésimo cuarto Protocolo Adicional (1999)

Este vigésimo cuarto protocolo adicional al Acuerdo de Complementación Económica N.16 fue firmado en diciembre de 1999. En él se fijan las normas que regulan el transporte y el suministro de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo, gas licuado y productos líquidos derivados del petróleo y gas natural). Se establece que ninguno de los países podrá aplicar nuevas restricciones a la exportación e importación de hidrocarburos líquidos entre Chile y la Argentina, al transporte de estos productos entre ambos países, ni al paso en tránsito para su reexportación hacia terceros.

Asimismo, se comprometen a eliminar las restricciones legales, reglamentarias y administrativas a la exportación e importación de hidrocarburos líquidos, así como al transporte de estos productos entre ambos países, y al paso en tránsito para su reexportación hacia terceros. El marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte por ductos de hidrocarburos líquidos lo constituye la respectiva legislación de cada Estado y lo convenido en este instrumento. La operación de los oleoductos y poliductos internacionales e instalaciones locales de almacenaje y transporte complementarias se regirá por el sistema de acceso abierto. Asimismo, los vendedores, compradores y transportistas de hidrocarburos líquidos deberán observar la legislación impositiva y aduanera aplicable en cada país.

Otro de los aspectos importantes acordados es que en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Chile hacia Argentina o viceversa, así como al consumo interno, se procederá de acuerdo con el principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de éstos, debiéndose, en todos los casos, mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales.

En el caso que surgieran controversias entre los países se intentará lograr la solución mediante negociación directa a través de la Comisión Nacional de Energía de Chile y de la Secretaría de Energía de la Argentina. En caso de no encontrarse solución, se recurrirá al procedimiento arbitral establecido en el Segundo Protocolo Adicional del Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre Argentina y Chile.

El Acuerdo puede ser denunciado una vez transcurridos treinta años, mediante una notificación por escrito a la otra Parte. En tal caso, la denuncia surtirá efectos a los tres años de recibida la mencionada notificación.

iv) Vigésimo sexto Protocolo Adicional (2002)

Este Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N.16 suscrito en materia de integración gasífera entre Argentina y Chile tuvo lugar en octubre de 2002. En él se establece el desarrollo de normas de información de los mercados de petróleo y gas, así como las decisiones de la autoridad con relación al intercambio energético.

Se acuerda que ambos países desarrollarán un sistema de información nacional de los mercados petroleros y del gas, que sea abierto, actualizado, simple y de fácil acceso. El contenido de los sistemas de información comprenderá los siguientes tópicos:

- Marco Regulatorio del Sector de Hidrocarburos.
- Procedimiento y Normas.
- Agentes y Participantes del Mercado Petrolero y de Gas.
- Mercados de Gas.
- Mercados de Combustibles Líquidos y de Gas Licuado.
- Red Nacional de Gasoductos, Oleoductos y Poliductos.
- Concesiones de Transporte y/o Autorizaciones de Conexión con Destinación de Exportación, Importación o Tránsito.
- Autorizaciones de Exportación/Importación/Tránsito.
- Precios y Tarifas.
- Prospectivas y/o Planeamiento Indicativo.

Cada Parte le informará a la otra, acerca de los casos en los cuales la información califique como reservada y/o para su exclusivo uso oficial. Asimismo, la Secretaría de Energía de la República Argentina y el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas de la República Argentina) y la Comisión Nacional de Energía de la República de Chile, son los organismos encargados de velar por el desarrollo de los sistemas de información nacional y su actualización.

Si por causas no previstas, se vieran afectados temporalmente elementos de infraestructura comunes a la exportación de hidrocarburos de la Argentina hacia Chile o viceversa y al consumo interno de cada país, o sólo dedicados a la exportación, la Parte en cuyo territorio tuviese lugar el incidente, procederá a avisar a la otra Parte perentoriamente no bien ocurridos los hechos, así como también las medidas tomadas para subsanar la situación.

3. Energía petrolífera

Los acuerdos en energía petrolífera en el seno de la ALADI han sido suscritos entre Argentina y Chile en diciembre de 1999 y en octubre de 2002. En ambos casos se trata de Protocolos adicionales al Acuerdo de Complementación Económica N.16 entre Argentina y Chile que data de agosto de 1991.

El vigésimo cuarto protocolo adicional se refiere a las normas para la comercialización, explotación y transporte de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo, gas licuado y productos líquidos derivados del petróleo y gas natural). Estos son los mismos que se establecieron en los Acuerdos en energía gasífera. El vigésimo sexto protocolo adicional se refiere al desarrollo de un sistema de información nacional de los mercados petroleros y del gas, que sea abierto, actualizado, simple y de fácil acceso, de acuerdo a las normativas y procedimientos vigentes en cada país .

4. Integración Energética

a) Acuerdo entre Paraguay y Uruguay

En abril de 1996, los gobiernos de Paraguay y Uruguay suscribieron un Acuerdo de Alcance parcial de promoción de comercio en materia de Cooperación Energética. En dicho Acuerdo, ambos gobiernos se comprometen a otorgar asistencia entre los sistemas eléctricos de ambos países en caso de emergencia; permitir la absorción por el sistema uruguayo de excedentes energéticos del sistema nacional hidroeléctrico paraguayo, en la magnitud que corresponda a la mutua conveniencia de ambos países; permitir la descarga, almacenaje, bombeo y transporte de petróleo crudo, perteneciente al Paraguay, mediante la utilización de las instalaciones uruguayas de José Ignacio y de La Teja; suministro recíproco entre los países de cualquier tipo de hidrocarburos; y refinación de petróleo crudo perteneciente al Paraguay en las instalaciones uruguayas.

b) Acuerdo entre Argentina y Bolivia

En 1998 los gobiernos de Argentina y Bolivia suscribieron un Acuerdo de Alcance Parcial de promoción de comercio sobre integración energética. En este marco, se comprometieron a establecer normas internas necesarias para permitir el intercambio comercial y transporte energético entre ambos países, y fomentar la inversión privada en el sector. También, a no establecer restricciones que impidan la exportación e importación de hidrocarburos líquidos o gaseosos, de sus derivados y de energía eléctrica, por parte de los productores, comercializadores, y a respetar el principio de acceso abierto a la capacidad remanente de sus respectivas instalaciones de transporte energético a todos los interesados.

Se proponen, asimismo, promover las condiciones de competitividad de los mercados energéticos, evitando la aplicación de subsidios o impuestos que puedan alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta entre ambos países. Asimismo, se establece el impulso a actividades de intercambio y actualización técnica, destinadas a promover el uso eficiente y racional de la energía convencional, la eficiencia energética y las energías renovables. La duración del Acuerdo es indefinida y cualquier país puede denunciarlo mediante comunicación escrita, con una anticipación de ciento ochenta días.

c) Acuerdo entre Argentina y Perú

En 1998, los gobiernos de Argentina y Perú suscribieron un Acuerdo de Alcance Parcial sobre cooperación energética entre ambos países. La cooperación energética tendrá lugar en las áreas de investigación básica o aplicada, exploración, explotación, procesamiento, comercialización, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados y energía eléctrica.

En el marco de este Acuerdo, Perú y Argentina acordaron intercambiar y armonizar sus normas legales, buscando, entre otros, afianzar el desarrollo competitivo de los intercambios energéticos en condiciones de competencia y transparencia de mercado. Para cumplir este objetivo, las normas se orientarán por los siguientes principios: a) libre entrada y competencia en el mercado de exploración, explotación y generación; b) abastecimiento de la demanda mediante precios pactados libremente, incluyendo los despachos económicos de carga para el caso de la energía eléctrica; c) acceso abierto a la capacidad remanente de los sistemas de transporte y distribución, con pagos que reflejen costos económicos; y d) inexistencia de impuestos o tributos discriminatorios que graven la actividad de la industria eléctrica.

Asimismo, acordaron que el intercambio energético se rija por los siguientes principios: a) pleno respeto de las legislaciones internas de cada país y a los criterios de seguridad y calidad que cada Parte haya definido para sus propias redes y sistemas; b) tratamiento no discriminatorio a los demandantes y oferentes de ambos países; c) acceso abierto a las interconexiones con precios que reflejen costos económicos; d) respeto a los contratos de importación y exportación libremente pactados entre partes; e) tratamiento arancelario no discriminatorio a las importaciones y exportaciones de productos energéticos; f) pleno acceso a las informaciones de mercado.

El Acuerdo tiene una duración indefinida y podrá ser denunciado una vez transcurrido cinco años mediante la notificación por escrito a la otra Parte. Una vez formalizada la denuncia cesarán a partir de los 180 días los derechos y obligaciones contraídas.

5. El Acuerdo sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Parte del MERCOSUR y algunos Estados Asociados

El 9 de diciembre de 2005, ocho países sudamericanos suscribieron un acuerdo marco de complementación energética regional con miras a facilitar una efectiva integración energética. Estos fueron Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay, Venezuela, Colombia, Ecuador y Chile. Perú ni Bolivia lo suscribieron.

El acuerdo marco tiene como objeto contribuir a avanzar en la integración energética regional en materia de los sistemas de producción, transporte, distribución y comercialización de productos energéticos en los estados miembros con el fin de asegurar los suministros energéticos y establecer las condiciones para minimizar los costos de las transacciones de intercambio energético.

Las autoridades de los países firmantes procurarán instrumentar la coordinación institucional regulatoria y técnica de las actividades nacionales en materia de proyectos y obras de infraestructura que permitan el intercambio de energía. Asimismo, establece que los países firmantes profundizarán el análisis de la dinámica y evolución del sector energético de la región a través de los organismos nacionales competentes y, cuando cada Parte lo considere pertinente, con la participación de sus sectores privados directamente involucrados.

Las controversias que surjan sobre la interpretación, aplicación o incumplimiento de las disposiciones contenidas en el Acuerdo entre los Estados parte del MERCOSUR se resolverán por el sistema de solución de controversias vigente en el MERCOSUR. Si éstas se produjeran entre un Estado parte del MERCOSUR algún Estado asociado, se resolverán por el sistema que se acuerde en cada caso.

El Acuerdo, que tiene duración indefinida, establece que ninguna disposición de éste, ni de los que se firmen al amparo de éste, modificará los derechos y obligaciones existentes de una Parte bajo otros acuerdos bilaterales o multilaterales de los que es parte.

Es importante destacar que este acuerdo marco fue acordado en la fecha que había sido prevista para firmar el tratado del denominado anillo energético, el cual no pudo concretarse por la existencia de divergencias en algunos aspectos, tal como fue señalado en el capítulo anterior.

V. Interconexiones eléctricas como resultado de la construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales del Acuífero Guaraní

Las experiencias de interconexión desarrolladas hasta el presente en los países sudamericanos se caracterizan por la variedad de propósitos, formas de desarrollo de los proyectos y soluciones comerciales y regulatorias (CIER, 2004). Al identificar el principal propósito económico de cada proyecto, la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) identifica tres tipos de proyectos de interconexión en la región:

- Los proyectos de interconexión Argentina-Uruguay, Argentina-Paraguay y Brasil-Paraguay, los cuales se realizaron con motivo de la construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales de Salto Grande, Yaciretá e Itaipú. Se trata de proyectos que entraron en servicio en los años ochenta y que fueron realizados por empresas estatales. La interconexión resultó un subproducto, altamente beneficioso, de la construcción de las centrales. En dichos proyectos, la retribución de los costos y el financiamiento de las obras se obtuvieron a partir de la remuneración de la energía generada por las centrales.
- Las interconexiones realizadas en los últimos años con el propósito de realizar una venta de potencia firme de un país a otro. Tal es el caso de las interconexiones Argentina-Brasil, Brasil-Venezuela y Argentina Chile. En los dos primeros casos, la construcción de la

interconexión estuvo asociada a uno o unos pocos contratos de largo plazo de venta en uno de los sentidos de la interconexión. En estos proyectos, son los contratos firmes los que aseguran a la empresa vendedora el flujo de ingresos para cubrir los costos y obtener el financiamiento de las obras de interconexión.

- Las interconexiones realizadas con el propósito de realizar intercambios de oportunidad en los dos sentidos, aprovechando la diferencia de costos marginales entre los dos sistemas interconectados, sin que esto excluya la posibilidad de contratos. En este caso se encuentran las interconexiones Colombia-Venezuela, Colombia-Ecuador y Brasil-Uruguay.⁹²

Salvo las interconexiones entre Colombia y Venezuela y entre Brasil y Uruguay, que fueron realizadas cuando los marcos regulatorios competitivos eran aún incipientes y tuvieron que ser impulsadas por las empresas estatales, además de las que se derivaron de la construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales de Salto Grande, Yaciretá e Itaipú, el resto fue realizado vía acuerdos en el marco institucional de convenios de la ALADI o de los organismos subregionales de integración.

El propósito de este capítulo es analizar las interconexiones como resultado de la construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales en el acuífero Guaraní: Salto Grande, Yaciretá e Itaipú. Estos grandes proyectos binacionales de generación eléctrica fueron desarrollados por los estados nacionales, predominantemente con financiamiento externo, y se constituyeron en piezas claves en el sostenimiento del proceso de industrialización durante el último tercio del siglo XX proviendo energía de bajo costo. Los antecedentes datan de la década del veinte, cuando Argentina planteaba desarrollar proyectos de energía hidroeléctrica binacionales con Paraguay y Uruguay. Pero estos proyectos (Salto Grande y Yaciretá) solo se concretan más de cinco décadas después. También, en la misma cuenca del Paraná, Brasil y Paraguay se desarrolló posteriormente la represa de Itaipú (ver recuadros 17, 18 y 19).

Para la gerencia de estos proyectos se establecieron entidades binacionales, luego empresas públicas se ocuparon de la comercialización y distribución de la energía. Es así, que junto con estos grandes emprendimientos de generación energética se establecieron líneas de interconexión entre las redes nacionales de transporte y distribución eléctrica.

Esta primera fase de colaboración binacional en el aprovechamiento conjunto de recursos naturales para la generación eléctrica fue un paso que facilitó y permitió, a través de las líneas de interconexión, paliar eventuales crisis energéticas mediante el transporte de una a otra red de distribución excedentes o saldos de potencia. Si bien es cierto que en la región de las grandes centrales hidroeléctricas del acuífero Guaraní hay una importante red de intercambios energéticos entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay que permite la provisión de gran cantidad de potencia energética de un país a otro, esta capacidad de intercambio fronteriza, encuentra límites en la saturación de las líneas de transporte internas de los países para, el intercambio con terceros países y el transporte de mayor potencia hacia los grandes centros de consumo.

⁹² Ver "Interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica. Marco legal y comercial, resultados y lecciones aprendidas", CIER, Montevideo, Uruguay, diciembre de 2004

Recuadro 17 PROYECTO HIDROELÉCTRICO DE YACYRETÁ

Yacyretá es un proyecto energético binacional compartido entre Argentina y Paraguay sobre el río Paraná, con una central hidroeléctrica que genera desde el año 1997 más de diez millones de Mwh al año, equipada con 20 hidrogeneradores de una potencia instalada total de 3.200 MW. En Yacyretá el área de Movimiento de Energía se ocupa de la previsión y programación de la generación de la Central para proveer a los sistemas de transmisión de energía, tanto para el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) como para el Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP).

Los antecedentes de su construcción datan de 1926, cuando se firmó en Washington el Protocolo Argentino-Paraguayo relativo a la utilización de los Saltos de Apipé. En 1958 se concretó el convenio entre Argentina y Paraguay para el estudio del aprovechamiento del río Paraná, y en 1973, en Asunción, se firma el Tratado de Yacyretá, por el cual los dos Estados se comprometen a emprender en común la obra destinada al aprovechamiento hidroeléctrico del río Paraná. Decidieron crear un ente binacional llamado Yacyretá, al cual se le asignó la capacidad jurídica y la responsabilidad técnica para realizar los estudios y proyectos de las obras mencionadas y para la dirección, ejecución, puesta en marcha y explotación de las mismas, como una unidad técnico-económica.

En 1994 se puso en funcionamiento la primera turbina con lo cual se dio paso a la generación de energía. Cuatro años después, en 1998, se puso en funcionamiento la vigésima y última turbina de la obra.

La energía de Yacyretá se deriva al sistema argentino a través de 3 líneas de 500 kV, que vinculan la Central con el punto de entrega en la estación Rincón de Santa María, en Ituzaingó, y al sistema paraguayo mediante una línea de 220 kV, hasta la subestación Ayolas.

Desde la Estación Rincón de Santa María, dos líneas de 500 kV se conectan a la red nacional en Salto Grande (Concordia, Provincia de Entre Ríos) y en Puerto Bastiani (Provincia del Chaco), operadas por Litsa y Yacylec respectivamente. Otra vinculación de 80 kilómetros hasta Posadas alimenta al Sistema Eléctrico de la Provincia de Misiones.

Fuente: Entidad Binacional Yacyretá, www.eby.org.ar y www.eby.gov.py, diciembre 2005.

Recuadro 18 PROYECTO HIDROELÉCTRICO DE ITAIPÚ

La represa Hidroeléctrica de Itaipú, la mayor en operación del mundo, es un emprendimiento binacional entre el Brasil y el Paraguay. Está ubicada sobre el río Paraná en la frontera entre estos dos países. El área implicada en el proyecto se extiende desde Foz do Iguazú, en el Brasil, y Ciudad del Este, en el Paraguay, al sur, hasta Guairá (Brasil) y Salto del Guairá (Paraguay), al norte. El lago artificial de la represa consta de 29 millones de m³ de agua, con unos 200 kilómetros de extensión en línea recta, y un área aproximada de 1400 Km².

La potencia instalada en la represa es de 14.000 MW (megavatios), con 20 turbinas generadoras de 700 MW cada una. En el año 2000 la represa tuvo su récord de producción –93,4 billones de kilowatios-hora (Kwh) – siendo responsable del 95% de la energía eléctrica consumida en el Paraguay y el 24% de toda la demanda del mercado brasileño.

En 1966, los ministros de Relaciones Exteriores de Brasil y Paraguay firmaron el “Acta de Yguazú”, una declaración conjunta que manifestaba la disposición para estudiar el aprovechamiento de los recursos hidráulicos pertenecientes a los dos países en el Río Paraná.

En 1970, el consorcio formado por las empresas IECO (de Estados Unidos) y ELC (de Italia) ganó la licitación internacional para la realización de los estudios de viabilidad y para la elaboración del proyecto de la obra. El inicio de los trabajos se dio en febrero de 1971. Dos años después, en 1973, Paraguay y Brasil firmaron el tratado de Itaipú, instrumento legal para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del Río Paraná, pertenecientes en condominios a los dos países. En mayo de 1974, fue creada la Entidad Binacional Itaipú, para gerenciar la construcción de la Central Hidroeléctrica. El inicio efectivo de las obras ocurrió en enero del año siguiente.

Otro hito importante en el área diplomática fue la firma del Acuerdo Tripartito entre Paraguay, Brasil y Argentina, en 1979, para el aprovechamiento de los recursos hídricos del Río Paraná. Este acuerdo estableció los niveles del río y las variaciones permitidas para las centrales hidroeléctricas en la cuenca común a los tres países.

En 1984, entró en operación la primera unidad generadora de la Itaipú. Las 18 unidades generadoras fueron instaladas al ritmo de dos a tres por año. La 18ª entró en la fase de producción comercial de energía en 1991. Con la instalación de dos nuevas unidades la capacidad instalada de la Itaipú pasó de 12.600 a 14.000 megawatts.

Fuente: www.itaipu.gov.br, diciembre 2005.

PROYECTO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE

Los antecedentes de la construcción de Salto Grande datan de 1929, cuando el presidente argentino Hipólito Yrigoyen autorizó a la Dirección Nacional de Navegación y Puertos a efectuar estudios técnicos para el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica de Salto Grande. En 1938 los gobiernos de Uruguay y Argentina suscribieron un acta, en el que se declaraba “de interés común el aprovechamiento de la fuerza hidráulica del río Uruguay”, y se acordaba promover “la designación de una Comisión Técnica Mixta Argentino-Uruguaya”, que debía proceder al estudio respectivo.

El 30 de diciembre de 1946 ambos gobiernos suscribieron en Montevideo el convenio para el aprovechamiento de los rápidos del río Uruguay en la zona de Salto Grande. Este convenio dispuso:

- que las aguas del río Uruguay serían “utilizadas en común por partes iguales”.
- la designación de la Comisión Técnica Mixta, a cargo de “todos los asuntos referentes a la utilización, represa y derivación de las aguas del río Uruguay”.
- que “las diversas utilidades de agua tendrán el siguiente orden de prioridad”:
 - 1) Utilización para fines domésticos y sanitarios.
 - 2) Utilización para navegación.
 - 3) Utilización para producción de energía.
 - 4) Utilización para riego.

En más de 25 años de funcionamiento, Salto Grande brinda energía con base en un recurso renovable a un costo mucho menor que fuentes alternativas. Esa energía significa poder prescindir de la combustión de hidrocarburos y posibilita un importante ahorro de divisas y de recursos estratégicos para ambos países.

Fuente: José Antonio Artusi, <http://www.cronistadigital.com.ar>

VI. Síntesis y conclusiones

La integración energética, entendida como un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permite, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración, es aún un proceso lejano en la región. Como tal, la integración energética no tiene lugar ni siquiera en América del Norte, entre Canadá, México y Estados Unidos. Estos países han adoptado medidas para crear sistemas funcionales que se prestan apoyo mutuamente.

En América Latina, los avances han sido más reducidos y los esfuerzos están básicamente enmarcados en la construcción de interconexiones eléctricas y gasíferas, así como de acuerdos de suministro de hidrocarburos en condiciones preferenciales. Entre estos últimos se encuentran el Acuerdo de San José, creado en 1980, en el marco del cual México y Venezuela suministran conjuntamente 160 mil barriles diarios de petróleo crudo y refinado a once países centroamericanos y del Caribe. Éste incluye el establecimiento de líneas de crédito, con base a un porcentaje que oscila entre un 20 y 25% de la factura petrolera de cada país beneficiario, que sirven para financiar proyectos de desarrollo a corto plazo en los países participantes, así como al intercambio comercial de bienes y servicios a través de empresas venezolanas y mexicanas. Asimismo, se encuentra vigente el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, creado en 2000, mediante el cual Venezuela suministra, adicionalmente, 80 mil barriles diarios a diez países centroamericanos y caribeños, con facilidades financieras en términos de plazos y tasas de interés.

Los intentos de avanzar hacia la integración energética por la vía multilateral, han resultado, hasta el momento, poco exitosos y, más bien, se han registrado mayores avances en el plano bilateral. Ello ocurre a pesar que la integración de los mercados de energía de América Latina es un tema que viene siendo discutido por más de tres décadas. La creación de las organizaciones regionales ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana), CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional) y OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), durante las décadas de los sesenta y setenta, fue una muestra de estos intentos. Otros pasos concretos hacia la integración de los mercados energéticos durante ese período fueron los proyectos hidroeléctricos binacionales (Salto Grande, Itaipú y Yacyretá) en los países que hoy son miembros del MECOSUR.

Actualmente, el mercado gasífero es el menos desarrollado a nivel regional. En América Central, la demanda de gas es prácticamente inexistente y, por lo tanto, el mercado gasífero no se ha desarrollado. Sin embargo, se tiene proyectado la construcción de un gasoducto México-Centroamérica-Colombia, así como la de una planta regasificadora para integrar un sistema de distribución de gas natural en la región, en el marco del Programa de Integración Energética Mesoamericana. En la Comunidad Andina el desarrollo de los mercados nacionales de gas es incipiente. Colombia y Venezuela presentan los mercados más desarrollados y tienen prevista su interconexión. Son los países del MERCOSUR y Chile los que presentan el mercado más avanzado de gas, con la presencia de un desarrollo importante de una red de gasoductos construidos, sobre todo, durante la década de los noventa. Sin embargo, la conexión de los mercados del gas natural en esta subregión se ha realizado sin una pauta común para la integración de los mercados nacionales.

En el sector eléctrico los avances en la región han sido más importantes. Éstos tienen sus antecedentes a fines de los sesenta, a través de la construcción a nivel binacional de centrales hidroeléctricas, especialmente en el Cono Sur. Después de la segunda mitad de los noventa, se instrumentaron normativas para interconectar los mercados eléctricos en las subregiones del MERCOSUR, Comunidad Andina y países centroamericanos. En el caso del MERCOSUR, éstos no presentan la complejidad requerida en función del potencial que presenta la subregión. En la normativa energética de esta subregión es imprescindible la incorporación, entre otros, de dispositivos para la solución de controversias, así como otros para normar situaciones de crisis. Las pautas negociadoras definidas en 2001 para orientar el proceso de construcción de la integración energética del MERCOSUR, se basa en las normativas relativas a los intercambios eléctricos en integración eléctrica en el MERCOSUR, establecida en 1998. Asimismo, en una reglamentación similar para el gas, establecida en 1999.

Por otro lado, en el Sistema Económico Centroamericano entró en vigencia, en 1998, el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, con el fin de impulsar la conformación de un mercado eléctrico integrado. Se dispone actualmente de un reglamento transitorio del mercado eléctrico regional, cuyo objetivo es definir las reglas y criterios mínimos que regirán la operación técnica y comercial del sistema. La reglamentación más avanzada en esta materia la posee la Comunidad Andina mediante la Decisión 536, que establece un conjunto de reglas para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos e intercambios intracomunitarios de electricidad.

Si bien la integración de los mercados de energía de América Latina es un tema tratado por más de tres décadas, y tuvo pasos concretos durante con la construcción de los proyectos hidroeléctricos binacionales (Salto Grande, Itaipú y Yacyretá) que fueron impulsados por los Estados, propietarios, en general, de las empresas involucradas, la liberalización y la desregulación durante la década de los noventa, crearon un nuevo ambiente para el comercio energético regional. En efecto, las iniciativas de integración energética retomaron un nuevo impulso, con un nuevo enfoque –liberal– y con un marco más amplio –el continental–. La denominada “Iniciativa Energética Hemisférica” fue lanzada en el marco de la primera Cumbre presidencial de las Américas, realizada en Miami en 1994, teniendo como escenario un proceso de reformas económicas cuyos ejes centrales fueron la plena libertad de mercado, la disciplina fiscal y la desregulación del Estado. Éstas ya habían sido anunciadas, tanto en el marco del

Consenso de Washington, como en la Iniciativa de las Américas, en 1989, y en junio de 1990, respectivamente.

Las medidas para lograr la integración energética en materia de desregulación, apertura comercial y libre circulación de servicios energéticos no se incluyeron, sin embargo, en el texto de la Iniciativa Energética Hemisférica, sino de los capítulos de inversiones y servicios del Área de Libre Comercio para las Américas (ALCA) y de los Tratados de Libre Comercio (TLC). Las acciones establecidas en el Plan de Acción de la Iniciativa Energética Hemisférica otorgan, sobre todo, énfasis en la eficiencia energética, promoción de energías renovables y limpias, uso de tecnologías no contaminantes, entre otros. El hecho que la Iniciativa Energética Hemisférica no abordara de manera explícita la relación entre privatización del sector y la cooperación energética se debió a que las dos principales empresas estatales productoras de petróleo en la región la, de Venezuela y México, así como la del principal importador latinoamericano de energía, de Brasil, seguían manteniendo, aunque con distintos matices, el control sobre la actividad petrolera.

En mayor o en menor grado, los países de la región liberalizaron sus regímenes de tratamiento a las inversiones, así como del sector de servicios, desde principios de la década de los noventa. En algunos casos como Chile y Bolivia, las reformas se realizaron con anterioridad. En el sector energético, estas reformas significaron la eliminación de los obstáculos a las operaciones de las empresas privadas nacionales y extranjeras en todas las ramas de la industria energética, desde la exploración y producción de gas y petróleo, hasta la distribución y venta de productos petroleros en el mercado final. Si bien la mayoría de los países de la región modificaron sus marcos normativos en el sector, los grados de liberalización fueron diferentes. En muchos casos, éstos estuvieron limitados por preceptos establecidos en sus respectivas Constituciones; en otros, se consideró que se trataba de un sector estratégico. No obstante, las leyes de inversión extranjera implementadas en la mayoría de países de la región, y consolidadas en los TLC que muchos gobiernos han suscrito o se encuentran negociando con Estados Unidos, intentan asegurar que las inversiones, en particular en el sector energético, no serán obstaculizadas por elementos vigentes en las respectivas legislaciones nacionales.

Las medidas comunes instrumentadas en casi todos los procesos de transformación del sector, comprendieron la racionalización de subsidios; ajustes a los precios de los combustibles y de la energía eléctrica tendiendo a nivelarlos a los precios de oportunidad (adoptando mecanismos de precios de paridad de importación/exportación); reformas en las organizaciones, tendientes a la racionalización del gasto; identificación de unidades de negocio, tercerización y creación de holdings de empresas. Los países que realizaron las reformas económicas más profundas fueron Argentina, Bolivia y Perú. Actualmente, los dos primeros países se encuentran en un proceso de revisión y reversión de las medidas que entonces instrumentaron.

Se pensó que, en la medida en que las reformas mencionadas fueran profundizándose, los procesos de integración del sector también lo harían. Asimismo, se consideró que la apertura de mercados daría lugar a una considerable expansión de las oportunidades de negocios para los actores privados en la construcción de infraestructura para las interconexiones energéticas. Dichos proyectos energéticos contaron con el apoyo financiero del Banco Mundial, del BID y del Banco de Exportaciones e Importaciones de Estados Unidos (EXIMBANK).

Bajo el marco político económico antes descrito, la región realizó un esfuerzo importante en la construcción de interconexiones físicas energéticas en los subsectores de electricidad, gas natural y petróleo. Sin embargo, las reformas del sector, no han dado los resultados esperados, especialmente en aquellos que privatizaron sus empresas petroleras estatales. El proyecto Hemisférico de Integración Energética empezó a perder dinamismo, y después de 2001 no han tenido lugar las reuniones anuales de ministros de energía que hasta entonces se habían realizado anualmente. En un contexto en el que algunos países, luego de haber privatizado sus empresas públicas energéticas, han tenido problemas con su producción y reservas de petróleo y gas, surgen, crecientemente, propuestas que intentan revisar los contratos y concesiones en estas áreas.

Las políticas energéticas liberalizadoras están siendo revisadas, y las propuestas de integración energética basadas en la privatización de las empresas del sector, la apertura comercial y la desregulación han ido perdiendo vigencia, especialmente en Sudamérica. Se observa cierta tendencia a rescatar un papel más activo del Estado en las actividades energéticas y a hacer del planeamiento estatal de los mercados energéticos un instrumento indicador indispensable en la canalización y coordinación de las inversiones de los agentes privados y públicos. Asimismo, la preservación de los recursos no renovables y la autonomía de los Estados para regular su explotación, ha sido nuevamente reivindicado como parte de las políticas energéticas.

Las declaraciones gubernamentales sobre integración energética han dejado el ámbito hemisférico para trasladarse al ámbito estrictamente latinoamericano, y sudamericano, en particular. Es decir, éstas no sólo han cambiado de escenario, sino también de enfoque. Las nuevas concepciones en las que se concede a los Estados un rol más protagónico en la integración energética, subyacen tanto en las Declaraciones emitidas por la Organización Latinoamericana de Energía, a partir de 2003, como en la Declaración de Caracas de 2005, suscrita por los ministros de energía –o por sus representantes–, y ratificada por los presidentes durante la Primera Cumbre de la Comunidad Sudamericana de Naciones realizada en Brasilia a fines de septiembre de 2005.

Es en este marco, ha surgido la Iniciativa Petroamérica, de parte del Gobierno Venezolano. Dicha iniciativa de integración energética se basa en la consideración que la integración regional es un asunto de los Estados y de los gobiernos, lo cual no implica la exclusión de sectores empresariales privados. Los acuerdos enmarcados en Petroamérica plantean la integración de las empresas energéticas estatales de América Latina y del Caribe para la instrumentación de acuerdos y realización de inversiones conjuntas en la exploración, explotación y comercialización del petróleo y gas natural. Ésta busca, además, la complementariedad económica y la reducción de los efectos negativos que tienen los costos de energía –originados por el incremento de la demanda mundial de petróleo, así como de factores especulativos y geopolíticos– en los países de la región. Se trata de un proceso que intenta desarrollarse de forma progresiva y que, según se señala en la propuesta, empezará a concretarse a través de acciones y acuerdos bilaterales o subregionales.

La propuesta incluye también mecanismos de financiamiento preferencial en el suministro petrolero para las naciones del Caribe y Centroamérica. Se busca asegurar que los ahorros derivados de la factura energética surgidos en el marco de algunos convenios como PETROCARIBE, sean empleados en el desarrollo económico y social, vía el fomento del empleo y apoyo a actividades productivas y de servicios de salud pública, educación, entre otros.

La integración energética es un objetivo fundamental de los gobiernos latinoamericanos, y una de las áreas prioritarias en la construcción de la Comunidad Sudamericana de Naciones, así como también en la región centroamericana. Como la integración energética es parte de un proyecto de integración más general, la integración económica, es preciso utilizar los instrumentos de estos organismos para avanzar en la coordinación de políticas macroeconómicas. La integración energética de América Latina puede ser un mecanismo decisivo para un mejor posicionamiento geopolítico de la región en el escenario internacional. Para lograrlo, es fundamental la construcción de una infraestructura adecuada, y disponer de un esquema institucional que reglamente la forma en que operará dicha infraestructura. Precisamente, el diseño de los mecanismos técnicos, así como institucionales, para la construcción de un mercado común energético en la región es aún un desafío para poder concretar esa voluntad política que prevalece en la región.

Bibliografía

- Arriaga Rodríguez, Juan Carlos (2003), “La posición de México frente al Proyecto de Integración Hemisférica del ALCA” en *Aldea Mundo*, Año 6, N° 12, julio.
- Brzezinski, Zbigniew (1997), *El gran tablero mundial: la supremacía estadounidense y sus imperativos geoestratégicos*, editorial Paidós, Estado y Sociedad, Barcelona.
- De Oliveira, Adilson (2004), “Integración Energética de América Latina: desafíos”, Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL), Montevideo, Uruguay, noviembre.
- Comisión de Integración Energética Regional (CIER) (2004), “Interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica. Marco legal y comercial, resultados y lecciones aprendidas”, Montevideo, Uruguay, diciembre.
- Kozulj, Roberto (2005), “Crisis de la industria del gas en Argentina”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 88, CEPAL, marzo.
- Klare Michael (2003), *Guerra por los recursos. El futuro escenario del conflicto global*, Ediciones Urano, Barcelona.
- Lutz, Wolfgang (2001), Reformas del sector energético, desafío regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N.26, Santiago de Chile, junio.
- McCutchan, Kiersten y DiPasquale, Domenico (2001), Servicio Noticioso del Departamento de Estado de Estados Unidos, Organización Editorial Mexicana el 3 de agosto.
- Pistonesi, Héctor (2005), La construcción de mercados de competencia en los sistemas eléctricos de América Latina: perspectivas y realidades. Fundación, Bariloche, Argentina, octubre.
- Quagliotti de Bellis, Bernardo, Constantes Geopolíticas en Oriente Cercano. La sórdida guerra del petróleo. Publicado en www.gestopolis.com

- Ruiz Caro, Ariela, (2005) Los recursos naturales en los tratados de libre comercio con Estados Unidos, CEPAL, Santiago de Chile, Serie Recursos naturales e infraestructura, N.92, mayo
- (2003), Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo, CEPAL, Santiago de Chile, Serie Recursos naturales e infraestructura, N.69, diciembre.
- Secretaría Coordinadora (2001), “Iniciativa Energética Hemisférica: avances retos y estrategias”, V Reunión Hemisférica de Ministros de Energía, marzo
- Secretaría de Energía de México, (2002) Perfil energético de América del Norte, México D.F.
- www.comunidadandina.org (Comunidad Andina de Naciones)
- www.aladi.org (Asociación Latinoamericana de Integración)
- www.recope.go.cr (Refinadora Costarricense de Petróleo Sociedad Anónima)
- www.itaipu.gov.br (Empresa binacional Itaipú)
- www.cronistadigital.com.ar (diario de Entre Ríos, Argentina)
- www.PDVSA.com (Petróleos de Venezuela S.A.)
- www.summit-americas.org (Summit of the Americas Information, Network)
- www.eprsiepac.com (Empresa propietaria de la red del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central)



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Víctor Rodríguez, (LC/L.1675-P; LC/MEX/L.515), N° de venta S.02.II.G.44, (US\$ 10,00), junio del 2002. [www](#)
41. Impacto de las tendencias sociales, económicas y tecnológicas sobre el Transporte Público: Investigación preliminar en ciudades de América Latina, Ian Thomson (LC/L.1717-P), N° de venta S.02.II.G.28, (US\$ 10,00), marzo del 2002. [www](#)
42. Resultados de la reestructuración energética en Bolivia, Miguel Fernández y Enrique Birhuet (LC/L.1728-P), N° de venta S.02.II.G.38, (US\$ 10,00), mayo del 2002. [www](#)
43. Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Volumen I, compilador Eduardo Chaparro (LC/L.1739-P) No de venta S.02.II.G.52, (US\$ 10,00) junio del 2002 y Volumen II, (LC/L.1739/Add.1-P), No de venta S.02.II.G.53, (US\$ 10,00) junio del 2002. [www](#)
44. Competencia y complementación de los modos carretero y ferroviario en el transporte de cargas. Síntesis de un seminario, Myriam Echeverría (LC/L.1750-P) No de venta S.02.II.G.62, (US\$ 10,00), junio del 2002. [www](#)
45. Sistema de cobro electrónico de pasajes en el transporte público, Gabriel Pérez (LC/L.1752-P), No de venta S.02.II.G.63, (US\$ 10,00), junio del 2002. [www](#)
46. Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, Roberto Kozulj (LC/L.1761-P), N° de venta: S.02.II.G.76, (US\$10,00), julio del 2002. [www](#)
47. Gestión del agua a nivel de cuencas: teoría y práctica, Axel Dourojeanni, Andrei Jouravlev y Guillermo Chávez (LC/L.1777-P), N° de venta S.02.II.G.92 (US\$ 10,00), septiembre del 2002. [www](#)
48. Evaluación del impacto socio-económico del transporte urbano, en la ciudad de Bogotá. El caso del sistema de transporte masivo transmilenio, Irma Chaparro (LC/L.1786-P), N° de venta S.02.II.G.100, (US\$ 10,00) septiembre del 2002. [www](#)
49. Características de la inversión y del mercado mundial de la minería a principios de la década de 2000, H. Campodónico y G. Ortiz (LC/L.1798-P), N° de venta S.02.II.G.111, (US\$ 10,00), octubre del 2002. [www](#)
50. La contaminación de los ríos y sus efectos en las áreas costeras y el mar, Jairo Escobar (LC/L.1799-P), N° de venta S.02.II.G.112, (US\$ 10,00), diciembre del 2002. [www](#)
51. Evolución de las políticas hídricas en América Latina y el Caribe, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1826-P), N° de venta S.02.II.G.133, (US\$ 10,00), diciembre del 2002. [www](#)
52. Trade between Caribbean Community (CARICOM) and Central American Common Market (CACM) countries: the role to play for ports and shipping services, Alan Harding y Jan Hofmann (LC/L.1899-P), Sales No.: E.03.II.G.58, (US\$ 10,00), May, 2003. [www](#)
53. La función de las autoridades en las localidades mineras, Patricio Ruiz (LC/L.1911-P), N° de venta S.03.II.G.69, (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
54. Identificación de obstáculos al transporte terrestre internacional de cargas en el MERCOSUR, Ricardo J. Sánchez y Georgina Cipoletta Tomasian (LC/L.1912-P), N° de venta S.03.II.G.70, (US\$ 10,00), mayo del 2003. [www](#)
55. Energía y desarrollo sostenible: Posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el MERCOSUR, Roberto Gomelsky (LC/L.1923-P), N° de venta S.03.II.G.78 (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
56. Mejoramiento de la gestión vial con aportes específicos del sector privado, Alberto Bull, (LC/L. 1924-P), N° de venta: S.03.II.G.81, (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
57. Guías Prácticas para Situaciones Específicas, Manejo de Riesgos y Preparación para Respuesta a Emergencias Mineras, Zoila Martínez Castilla, (LC/L.1936-P), N° de venta: S.03.II.G.95, (US\$ 10,00), junio del 2003. [www](#)
58. Evaluación de la función y el potencial de las fundaciones mineras y su interacción con las comunidades locales Germán del Corral, (LC/L.1946-P), N° de venta S.03.II.G.104, (US\$ 10,00), julio del 2003. [www](#)
59. Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana, Andrei Jouravlev, (LC/L.1954- P), N° de venta S.03.II.G.109, (US\$ 10,00), agosto del 2003. [www](#)
60. Energía e pobreza: problemas de desenvolvimiento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil, Roberto Schaeffer, Claude Cohen, Mauro Araújo Almeida, Carla Costa Achão, Fernando Monteiro Cima, (LC/L.1956-P), N° de venta: P.03.II.G.112, (US\$ 10,00), septiembre del 2003. [www](#)
61. Planeamiento del desarrollo local, Hernán Blanco (LC/L. 1959-P), N° de venta: S.03.II.G.117, (US\$ 10,00), septiembre del 2003. [www](#)

62. Coherencia de las políticas públicas y su traducción en esquemas regulatorios consistentes. Caso del diesel oil en Chile, Pedro Maldonado G., (LC/L.1960-P), N° de venta: S.03.II.G.116, (US\$ 10,00), agosto del 2003. [www](#)
63. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, Manlio Coviello (LC/L.1976-P), N° de venta: S.03.II.G.134, (US\$ 10,00), octubre del 2003. [www](#)
64. Estudios sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos, María Querol, (LC/L.2002-P), N° de venta: S.03.II.G.163 (US\$ 10.00), noviembre del 2003. [www](#)
65. Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang Lutz, (LC/L.1977-P) N° de venta: S.03.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre del 2003. [www](#)
66. Los municipios y la gestión de los recursos hídricos, Andrei Jouravlev, (LC/L.2003-P), N° de venta S.03.II.G.164 (US\$10.00) octubre del 2003. [www](#)
67. El pago por el uso de la infraestructura de transporte vial, ferroviario y portuario, concesionada al sector privado, Ricardo Sánchez, (LC/L.2010-P), N° de venta S.03.II.G.172 (US\$10.00), noviembre del 2003. [www](#)
68. Comercio entre los países de América del Sur y los países de la Comunidad del Caribe (CARICOM): el papel que desempeñan los servicios de transporte, Ricardo Sánchez y Myriam Echeverría, (LC/L.2011-P), N° de venta S.03.II.G.173 (US\$10.00), noviembre del 2003. [www](#)
69. Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2021-P), N° de venta S.03.II.G.183 (US\$10.00), diciembre del 2003 [www](#)
70. La pequeña minería y los nuevos desafíos de la gestión pública, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2087-P), N° de venta S.04.II.26 (US\$ 10,00) abril del 2004. [www](#)
71. Situación y perspectivas de la minería aurífera y del mercado internacional del oro, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2135-P) N° de venta S.04.II.64 (US\$ 10,00) julio del 2004. [www](#)
72. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur, Pedro Maldonado y Rodrigo Palma (LC/L.2158-P), N° de venta S.04.II.86 (US\$ 10,00) julio del 2004. [www](#)
73. Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad, Pedro Maldonado (LC/L.2159-P), N° de venta S.04.II.87 (US\$ 10,00) julio del 2004. [www](#)
74. Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral el siglo XXI, Andrei Jouravlev, (LC/L.2169-P), N° de venta S.04.II.G.98 (US\$10,00), julio del 2004. [www](#)
75. Desarrollo de infraestructura y crecimiento económico: revisión conceptual, Patricio Rozas y Ricardo Sánchez (LC/L.2182P), N° de venta S.04.II.G.109 (US\$ 10,00) agosto del 2004. [www](#)
76. Industria minera de los materiales de construcción. Su sustentabilidad en Sudamérica, Marcela Cárdenas y Eduardo Chaparro (LC/L.2186-P), N° de venta S.04.II.G.114 (US\$ 10,00), octubre del 2004. [www](#)
77. La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de integración de mercados, Roberto Kozulj (LC/L.2195-P), N° de venta S.04.II.122 (US\$ 10,00) octubre del 2004. [www](#)
78. Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de países seleccionados de América Latina, Humberto Campodónico, (LC/L.2200-P), N° de venta S.04.II.130 (US\$ 10,00) octubre del 2004. [www](#)
79. Concesiones viales en América Latina: situación actual y perspectivas, Alberto Bull (LC/L.2207-P), N° de venta S.04.II.G.131 (US\$10,00), septiembre del 2004. [www](#)
80. Mercados (de derechos) de agua: experiencias y propuestas en América del Sur, Andrei Jouravlev (LC/L.2224-P), N° de venta S.04.II.G.142 (US\$10,00), noviembre del 2004. [www](#)
81. Protección marítima y portuaria en América del Sur, Ricardo J. Sánchez, Rodrigo García, María Teresa Manosalva, Sydney Rezende, Martín Sgut (LC/L.2226-P), N° de venta S.04.II.G.145 (US\$ 10,00), noviembre del 2004 [www](#)
82. Puertos y transporte marítimo en América Latina y el Caribe: un análisis de su desempeño reciente, Ricardo J. Sánchez (LC/L.2227-P), N° de venta S.04.II.G.146 (US\$ 10.00), noviembre del 2004. [www](#)
83. Perspectivas de sostenibilidad energética en los países de la Comunidad Andina, Luiz Augusto Horta (LC/L.2240-P), N° de venta S.04.II.G.160 (US\$ 10,00), septiembre del 2004. [www](#)
84. Determinantes del precio *spot* del cobre en las bolsas de metales, Juan Cristóbal Ciudad (LC/L.2241-P), N° de venta S.04.II.G.161 (US\$ 10,00), octubre del 2004. [www](#)
85. Situación y tendencias recientes del mercado del cobre, Juan Cristóbal Ciudad, Jeannette Lardé, Andrés Rebolledo y Aldo Picozzi (LC/L.2242-P), N° de venta S.04.II.G.162 (US\$ 10,00), octubre del 2004. [www](#)
86. El desarrollo productivo basado en la explotación de los recursos naturales, Fernando Sánchez Albavera (LC/L.2243-P), N° de venta S.04.II.G.163 (US\$ 10.00), diciembre del 2004. [www](#)
87. La mujer en la pequeña minería de América Latina: El caso de Bolivia, Eduardo Chaparro (LC/L.2247-P), N° de venta S.05.II.G.5 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
88. Crisis de la industria del gas natural en Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.2282-P), N° de venta S.05.II.G.34 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
89. Bases conceptuales para la elaboración de una nueva agenda sobre los recursos naturales, Fernando Sánchez Albavera (LC/L.2283-P), N° de venta S.05.II.G.35 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)

90. Administración del agua en América Latina: situación actual y perspectivas, Andrei Jouravlev (LC/L.2299-P), N° de venta S.05.II.G.38 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
91. Situación y perspectivas de la minería metálica en Argentina, Oscar Prado (LC/L.2302-P), N° de venta S.05.II.G.47 (US\$ 10,00), abril del 2005. [www](#)
92. Los recursos naturales en los tratados de libre comercio con Estados Unidos, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2325-P), N° de venta S.05.II.G.68 (US\$ 10,00), mayo del 2005. [www](#)
93. Privatización, reestructuración industrial y prácticas regulatorias en el sector telecomunicaciones, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.2331-P), N° de venta S.05.II.G.82 (US\$ 10,00), junio del 2005. [www](#)
94. Provisión de infraestructura de transporte en América Latina: experiencia reciente y problemas observados, Ricardo J. Sánchez y Gordon Wilmsmeier (LC/L.2360-P), N° de venta S.05.II.G.86 (US\$ 10,00), agosto del 2005. [www](#)
95. Condiciones y características de operación de la industria minera en América Latina, durante el bienio 2004-2005, Eduardo Chaparro y Jeannette Lardé (LC/L.2371-P), N° de venta S.05.II.G.113 (US\$ 10,00), septiembre del 2005. [www](#)
96. Entidades de gestión del agua a nivel de cuenca: experiencia de Argentina, Víctor Pochat (LC/L.2375-P), N° de venta S.05.II.G.120 (US\$ 10,00), septiembre del 2005. [www](#)
97. Bridging infrastructural gaps in Central America: prospects and potential for maritime transport, Ricardo Sánchez and Gordon Wilmsmeier (LC/L.2386-P), Sales No.: E.05.II.G.129, (US\$ 10,00), September, 2005. [www](#)
98. Las industrias extractivas y la aplicación de regalías a los productos mineros, César Polo Robilliard (LC/L.2392-P), N° de venta S.05.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre del 2005. [www](#)
99. Conceptos, instrumentos mecanismos y medio de fomento en la minería de carácter social en México, Esther Marchena León y Eduardo Chaparro (LC/L.2393-P), N° de venta S.05.II.G.136 (US\$ 10,00), noviembre del 2005. [www](#)
100. La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina Fernando Sánchez-Albavera y Alejandro Vargas, (LC/L.2389-P), N° de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), septiembre del 2005. [www](#)
101. Integrando economía, legislación y administración en la administración del agua, Andrei Jouravlev (LC/L.2389-P), N° de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
102. La seguridad vial en la región de América Latina y el Caribe, situación actual y desafíos, Rosemarie Planzer (LC/L.2402-P), N° de venta S.05.II.G.149 (US\$ 10,00), octubre del 2005. [www](#)
103. Ciudades puerto en la economía globalizada: alcances teóricos de la arquitectura organizacional de los flujos portuarios, José Granda (LC/L.2407-P), N° de venta S.05.II.G.154 (US\$ 10,00), noviembre del 2005. [www](#)
104. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: el caso de Chile, Oscar Figueroa (LC/L.2418-P), N° de venta S.05.II.G.165 (US\$ 10,00), diciembre de 2005. [www](#)
105. Sociedad, mercado y minería. Una aproximación a la responsabilidad social corporativa, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2435-P), N° de venta S.05.II.G.181 (US\$ 10,00), diciembre de 2005. [www](#)
106. Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2506-P), N° de venta S.06.II.G.38 (US\$ 10,00), abril de 2006. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés). [www](#)
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vol. I y II, septiembre de 1998. [www](#)
9. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
10. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998. [www](#)
11. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)

12. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998. [www](#)
13. Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998. [www](#)
14. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
15. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999. [www](#)
16. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999. [www](#)
17. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999. [www](#)

-
- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@eclac.cl.
 - Disponible también en Internet: <http://www.cepal.org/> o <http://www.eclac.org>

Nombre:
Actividad:
Dirección:
Código postal, ciudad, país:
Tel.: Fax: E-mail: