

---

## recursos naturales e infraestructura

# **P**untos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe

Ariela Ruiz-Caro



División de Recursos Naturales e Infraestructura  
Santiago de Chile, marzo de 2010

Este documento fue preparado por Ariela Ruiz Caro, consultora 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 versión impresa 1680-9017      ISSN versión electrónica 1680-9025

ISBN: 978-92-1-323397-9

LC/L.3187-P

N° de venta: S.10.II.G.08

Copyright © Naciones Unidas, marzo de 2010. 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

---

<b>Resumen</b> .....	7
<b>I. Introducción</b> .....	9
<b>II. Evolución de la cooperación e integración energética</b> .....	11
A. La iniciativa Hemisférica: de la Cumbre de Miami a la de Trinidad y Tabago.....	11
B. Las iniciativas latinoamericanas.....	20
<b>III. Puntos de divergencia en el suministro de energía</b> .....	27
A. Energía hidroeléctrica.....	27
1. Central hidroeléctrica de Itaipú.....	27
2. Central hidroeléctrica de Yacyretá.....	31
B. Conflictos en el suministro de gas.....	35
1. El caso de Bolivia con Argentina.....	35
2. El caso de Bolivia con Brasil .....	38
3. El caso de Argentina con Chile .....	43
<b>IV. Los sistemas de interconexión eléctricas y gasíferas a nivel subregional</b> .....	49
A. Sistema de Integración Centroamericana (SICA).....	49
B. Comunidad Andina (CAN).....	54
C. MERCOSUR .....	58
<b>V. Situación y problemática en otros ámbitos regionales</b> .....	63
A. Avances en el marco de la UNASUR.....	63
B. Situación de PETROCARIBE .....	67
C. Situación del Acuerdo de San José.....	71
D. Acuerdo de cooperación energética de Caracas .....	71
<b>Síntesis y Conclusiones</b> .....	73
<b>Bibliografía</b> .....	81
<b>Serie Recursos naturales e infraestructura: números publicados</b> .....	83

**Índice de Cuadros**

Cuadro 1	Estructura de abastecimiento de la demanda 2006-2012 prevista por Petrobrás-Plan Estratégico 2020.....	40
Cuadro 3	Cumbres Presidenciales de Petrocaribe .....	70
Cuadro 4	Miembros del Acuerdo de San José.....	71
Cuadro 5	Suministro diario de crudo en el marco del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas.....	72

**Índice de Gráficos**

Gráfico 1	Precios petróleo .....	19
Gráfico 2	El mundo y América Latina y el Caribe reservas probadas de petróleo a fines de 2007.....	21
Gráfico 3	ALC – Reservas probadas de petróleo por país.....	21
Gráfico 4	El mundo y América Latina y el Caribe reservas probadas y producción de gas natural.....	22
Gráfico 5	Reservas probadas de gas natural en ALC .....	22
Gráfico 6	Principales exportadores de petróleo a EEUU.....	23
Gráfico 7	Restricciones de gas desde Argentina a Chile .....	44

**Índice de Recuadros**

Recuadro 1	Plan de Acción sobre Cooperación Energética Hemisférica .....	12
Recuadro 2	Cumbre de las Américas: aspectos relacionados a la energía.....	12
Recuadro 3	La Iniciativa Energética Hemisférica .....	13
Recuadro 4	Resultados más importantes de Reuniones de Ministros de Energía de las Américas .....	14
Recuadro 5	Objetivos de la Iniciativa Energética Avanzada presentada por el presidente Bush .....	15
Recuadro 6	Alianza para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte (ASPAN).....	16
Recuadro 7	Objetivos del gobierno del Presidente Obama en materia energética .....	18
Recuadro 8	Iniciativa Petroamérica .....	25
Recuadro 9	Central Hidroeléctrica de Itaipú .....	28
Recuadro 10	Acta de Foz de Iguazú .....	29
Recuadro 11	Propuesta de Brasil para evitar arbitraje internacional sobre la deuda de Itaipú .....	30
Recuadro 12	Plan de Terminación de Yacyretá.....	33
Recuadro 13	Impactos de la mayor producción eléctrica de Yacyretá .....	34
Recuadro 14	Contrato de suministro de gas firmado entre Bolivia y Argentina en 2006 .....	36
Recuadro 15	Aspectos del acuerdo entre Bolivia y Brasil después de la nacionalización .....	39
Recuadro 16	Compras de Gas Natural Licuado por Petrobras .....	40
Recuadro 17	Antecedentes del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural entre YPF y Petrobrás de 1996 .....	42
Recuadro 18	Gasoductos entre Argentina y Chile .....	43
Recuadro 19	Costos aproximados de generar electricidad durante un mes a .....	45
Recuadro 20	Precios Insumos (Millón de BTU) para generar electricidad .....	45
Recuadro 21	Planta de Regasificación de GNL de Quintero.....	46
Recuadro 22	Programa de Integración Energética Mesoamericana .....	51
Recuadro 23	Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.....	52
Recuadro 24	Organizaciones creadas por el Tratado para el funcionamiento del mercado eléctrico regional .....	53
Recuadro 25	Mecanismos de seguimiento establecidos en la normativa de interconexión eléctrica andina.....	55
Recuadro 26	Actividades establecidas durante el Primer Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la CAN.....	55
Recuadro 27	Avances del estudio de interconexión regional entre Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú .....	57

Recuadro 28	Aspectos considerados en el Proyecto de Acuerdo de Interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.....	58
Recuadro 29	Características de las reglamentaciones de los intercambios eléctricos y gasíferos en el MERCOSUR.....	59
Recuadro 30	Pautas negociadoras de la Comisión de Energía del MERCOSUR.....	59
Recuadro 31	Objetivos de la integración sudamericana en el área de energía, según la Comisión Estratégica de Reflexión de la Comunidad Sudamericana de Naciones .....	64
Recuadro 32	Síntesis de la Declaración de Margarita. Primera Cumbre Presidencial Energética Sudamericana .....	64
Recuadro 33	El tema energético en la Declaración Presidencial de la UNASUR de 2009 .....	66
Recuadro 34	Plan de Acción de UNASUR para la Integración Energética: 2008-2009 .....	66
Recuadro 35	Países firmantes del Tratado de Petrocaribe .....	67
Recuadro 36	Petrocaribe como impulsor de la integración productiva y el espacio social .....	68
Recuadro 37	Tratado de Seguridad Energética en el marco de Petrocaribe .....	68
Recuadro 38	Resultados de Petrocaribe.....	69

## Resumen

---

El estudio tiene como objetivo actualizar e identificar los avances, divergencias y puntos de conflicto prevalecientes en los ámbitos de la cooperación e integración energética existentes en América Latina y el Caribe. El ámbito de investigación se centrará básicamente en las interconexiones gasíferas y eléctricas, tanto a nivel bilateral como subregional. Su reconocimiento facilitará y proporcionará elementos que permitan continuar impulsando este proceso, y diseñar mecanismos institucionales que logren una mejor utilización de la infraestructura y de la seguridad del suministro energético.

El trabajo comprende cinco partes. Luego de la presentación general del contenido, en el segundo capítulo se hace una descripción de la evolución de las iniciativas de la cooperación e integración energética tanto a nivel hemisférico –desde la primera Cumbre de las Américas en Miami en 1994, hasta la última en Trinidad y Tobago en 2009– así como del estado de los avances en el ámbito regional.

En el tercer capítulo se analizan los principales puntos de conflicto en el suministro de energía proveniente de centrales hidroeléctricas que tiene Paraguay con Argentina (Central Hidroeléctrica de Yacyretá) y con Brasil (Central Hidroeléctrica de Itaipú) así como en el suministro de gas de Bolivia a Brasil y Argentina y de este último a Chile.

En la cuarta parte se analizan los problemas que subsisten en el ámbito de las interconexiones eléctricas y/o gasíferas en el marco de los esquemas subregionales de integración (CAN, SICA, MERCOSUR). Finalmente, en el último capítulo se describe el estado de avances de los acuerdos de cooperación energéticos en la región (Acuerdo de San José, Acuerdo de Cooperación de Caracas, Petrocaribe –en un escenario de reducción de precios del petróleo– y los avances en el Tratado de Integración Energética en el marco de la UNASUR.

## I. Introducción

---

Es ampliamente reconocido que los recursos energéticos en los países sudamericanos no se encuentran distribuidos de manera uniforme. Las reservas de combustibles fósiles: petróleo gas y carbón presentan, en su conjunto, un superávit. Sin embargo, pocos países tienen la capacidad para exportarlos, mientras que la mayoría debe importar gran parte de su consumo.

Toda vez que un suministro estable y seguro de energía es requisito indispensable para mejorar la competitividad y lograr un crecimiento sustentable en la región, es fundamental diseñar mecanismos de complementariedad y cooperación con miras a lograr la integración energética en la región, 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.

La integración física, operativa y comercial en el ámbito energético de la región, permitirá aprovechar más las sinergias, la infraestructura y los recursos disponibles y, de esta manera, beneficiar a mayores sectores de la población.

El presente estudio tiene como objetivo identificar las fallas y puntos de conflicto que prevalecen en los ámbitos de la cooperación e integración existentes en la región. Su reconocimiento facilitará y proporcionará elementos que faciliten la continuación de este proceso, así como diseñar mecanismos institucionales que logren una utilización óptima de la infraestructura.

Los avances en la cooperación e integración energética de la región, tienen básicamente lugar en la construcción de interconexiones eléctricas y gasíferas, así como en los acuerdos de suministro de hidrocarburos en condiciones preferenciales. Entre estos últimos se

encuentran el Acuerdo de San José, el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas y, especialmente, Petrocaribe. Asimismo, en el marco de Petroamérica, iniciativa del gobierno de Venezuela, han tenido lugar importantes acuerdos de complementación económica, participación conjunta en la construcción de refinerías, provisión de combustibles, entre otros.

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, tanto en el caso de las interconexiones gasíferas, como eléctricas. Esto sucede, a pesar que después de la segunda mitad de los noventa, se instrumentaron normativas para interconectar los mercados eléctricos en la Comunidad Andina, en el MERCOSUR y SICA. En estos casos, especialmente en los dos primeros, se requiere perfeccionar los mecanismos diseñados. Estos se refieren, sobre todo, a discrepancias en la repartición de rentas de cogestión en las interconexiones eléctricas.

Existen, asimismo puntos de conflicto a nivel bilateral, tanto en el suministro de energía provenientes de centrales hidroeléctricas (Yacretá e Itaipú), como del suministro de gas natural, a nivel bilateral, como los envíos de Argentina a Chile y los de Bolivia a Argentina y Brasil.

A nivel multilateral, el proyecto de interconexión gasífera del Cono Sur a través del denominado “anillo energético”, que planteaba destinar parte de las reservas de los yacimientos de gas de Camisea, ubicados en el Perú, así como las existentes en Bolivia, no pudo prosperar debido a diferencias en aspectos clave como la definición de situaciones de emergencia que pudieran 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 Afectadas a la Red de Gasoductos del Sur, entre otros. Estos aspectos ponen de relieve la necesidad de un tratado energético con reglas claras, el mismo que está siendo definido en el marco de la UNASUR.

En ese sentido, la integración energética constituye uno de los objetivos prioritarios de la Unión Sudamericana de Naciones (UNASUR), lo cual requiere no solo la construcción de una infraestructura adecuada, sino un esquema institucional que reglamente la forma en que ésta opere. En ese sentido, la voluntad política de los gobiernos de la región tuvo su más alta expresión en abril de 2007, durante la Primera Cumbre Energética Presidencial Sudamericana celebrada en Venezuela. Por primera vez, los Jefes de Estado de los países sudamericanos se reunieron para diseñar las bases de una estrategia de común acuerdo sobre el tema energético. Para poder formular planteamientos consensuados entre países exportadores e importadores de petróleo, se acordó la institucionalización de las reuniones ministeriales de energía a través de la conformación de un Consejo en el marco de la integración regional que, entre sus tareas prioritarias, se fijó como meta elaborar un Tratado Energético, actualmente en proceso de elaboración. La definición de su estructura, así como un Plan Estratégico de Seguridad Energética y Lineamientos de Acción, han registrado avances significativos.



## **II. Evolución de la cooperación e integración energética**

---

### **A. La iniciativa hemisférica: de la cumbre de Miami a la de Trinidad y Tabago**

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<sup>1</sup>. Parte de las medidas generales recomendadas, sobre todo en lo relativo al tratamiento a la inversión en el sector energético, 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.

Las acciones correspondientes a dicha Iniciativa fueron definidas en el Plan de Acción aprobado en la Primera Cumbre Presidencial de las Américas<sup>2</sup> realizada en Miami en diciembre de 1994 (Ver Recuadro 1).

---

<sup>1</sup> 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 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–.

<sup>2</sup> La Cumbre de las Américas es una reunión de jefes de Estado y de Gobierno auspiciada por la Organización de los Estados Americanos (OEA) con el objetivo de conformar una estrategia común para resolver los problemas de la región. Participan en el evento las 34 naciones americanas, a excepción de Cuba, expulsada en 1962

## RECUADRO 1 PLAN DE ACCIÓN SOBRE COOPERACIÓN ENERGÉTICA HEMISFÉRICA

### Cooperación energética<sup>a</sup>

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:

- Consideración de vías que permitan utilizar el sector energético en la promoción del crecimiento económico sostenible.
- Cooperación 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.
- Cooperación 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.
- Promoción del 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.
- Consideración 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.

<sup>a</sup> Esta iniciativa está vinculada integralmente al punto titulado "Alianza para el uso sostenible de la energía".

Con el objetivo de dar cumplimiento a los lineamientos del Plan de Acción de la Cumbre de las Américas, los Ministros de Energía del continente desarrollaron la Iniciativa Energética Hemisférica (IEH) y crearon el Comité Guía y una Secretaría Coordinadora, así como Grupos de Trabajo. (Ver Recuadro 2).

## RECUADRO 2 CUMBRE DE LAS AMÉRICAS: ASPECTOS RELACIONADOS A LA ENERGÍA

**Primera Cumbre de las Américas**, Miami, 1994. Los Jefes de Estado y de Gobierno aprobaron la Alianza para el uso sostenible de la energía, lo cual confirmó el sólido vínculo que existe entre los temas de energía, el crecimiento económico y el desarrollo sostenible dentro del Hemisferio.

**Segunda Cumbre de las Américas**, Santiago, Chile, 1998. Los Jefes de Estado y de Gobierno reconocieron que el desarrollo de vínculos de energía entre los países y la intensificación del comercio en el sector energético fortalece la integración regional, contribuye al desarrollo sostenible de los países y mejora la calidad de vida de los pueblos.

**Tercera Cumbre de las Américas**, Quebec, 2001. Los Jefes de Estado y de Gobierno se comprometieron a crear iniciativas de energía renovable, promover la integración energética y mejorar los marcos regulatorios y su aplicación, promoviendo al mismo tiempo los principios del desarrollo sostenible.

**Cuarta Cumbre de las Américas**, Mar del Plata, 2005. No se hace ninguna mención al sector ni a la integración o cooperación energética, así como tampoco a los marcos regulatorios o a la profundización de las reformas económicas o liberalización del comercio o servicios. Sólo en el Plan de Acción se aborda el tema de la energía en términos de su uso eficiente y tecnologías limpias. Asimismo, se introduce por primera vez el criterio de fomentar el uso intensivo de mano de obra en el sector.

**Quinta Cumbre de las Américas**, Puerto España, 2009. Se retoma el tema energético recogiendo los principios rectores de las iniciativas sudamericanas. La seguridad energética forma parte del lema de la Declaración. Se califican como "valiosas" las iniciativas de cooperación e integración energéticas existentes en la región, "basadas entre otros, en la solidaridad, la complementariedad, la eficiencia y sostenibilidad. Asimismo, se reconoce el derecho soberano de cada país a la conservación, desarrollo y uso sostenible de todos los países de la región, tomando en cuenta las circunstancias nacionales.

Fuente: Arriaga Rodríguez, Juan Carlos, La posición de México frente al Proyecto de Integración Energética Hemisférica del ALCA, Aldea Mundo, Año 6 N. 12, México, D.F.

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 las reformas económicas instrumentadas durante los noventa en la región, y de los capítulos de inversiones, así como el de servicios, que son parte de los Tratados de Libre Comercio (TLC) con Estados Unidos o la Unión Europea.

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 del principal importador latinoamericano de energía, Brasil, seguían manteniendo, aunque con distintos matices, el control de la actividad petrolera (Ver Recuadro 3).

### **RECUADRO 3 LA INICIATIVA ENERGÉTICA HEMISFÉRICA**

La IEH es un foro político para la cooperación energética entre los países americanos. La iniciativa busca, entre otras cosas, la complementariedad de los recursos energéticos de la región, asegurar el suministro energético y estabilizar los mercados regionales de energía.

La IEH ha ampliado las vías de comunicación entre los gobiernos, las empresas nacionales de energía – especialmente las empresas estatales y grandes empresas multinacionales de energía de Estados Unidos y Canadá, principalmente.

La conducción de la IEH está en manos de la Reunión de Ministros de energía de las Américas, foro en el que se revisan las políticas a seguir y se evalúan los resultados en la integración energética.

Fuente: Arriaga Rodríguez, Juan Carlos, La posición de México frente al Proyecto de Integración Energética Hemisférica del ALCA, Aldea Mundo, Año 6 N. 12, México, D.F.

La liberalización de los regímenes de tratamiento a las inversiones, así como de los servicios en el sector energético en los noventa, 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. Los países que realizaron las reformas económicas más profundas fueron Argentina, Bolivia y Perú.

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<sup>3</sup>.

Se pensó que, en la medida que las reformas mencionadas fueran profundizándose, los procesos de integración del sector también lo harían, dado 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<sup>4</sup>.

En efecto, las medidas liberalizadoras fomentaron un fuerte flujo de capitales. Se estima que la inversión directa en la industria energética en el continente americano subió de menos de 2 mil millones de dólares, en 1990, a 46 mil millones en 1997, 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 1997-1999 (Secretaría Coordinadora, 2001: 8) (Arriaga, 2004).

<sup>3</sup> Tomado de Ruiz Caro, Ariela “Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 106, CEPAL, Naciones Unidas, Santiago de Chile, abril de 2006

<sup>4</sup> Dichos proyectos energéticos contaron con el apoyo financiero del Banco Mundial, del BID y del Banco de Exportaciones e Importaciones de Estados Unidos (EXIMBANK).

La liberalización y desregulación del sector energético tuvieron lugar en un momento en el que fueron descubiertos importantes yacimientos de gas en Perú, Bolivia, Venezuela y Colombia, así como de nuevos yacimientos de petróleo en Argentina, Colombia y Brasil. Tales inversiones impulsaron el crecimiento de la producción de hidrocarburos en Sudamérica, elevando con ello la participación en el mercado mundial de energía de 6 a 6.5% (Energy Information Administration, 2003) y dieron lugar a la participación de las grandes petroleras transnacionales, especialmente norteamericanas.

A pesar que la región realizó un esfuerzo importante en la construcción de interconexiones físicas energéticas en los subsectores de electricidad, gas natural y petróleo, las reformas del sector, no dieron los resultados esperados. En algunos países que privatizaron sus empresas públicas energéticas, hubo problemas con la producción y reservas de petróleo y gas, pues se puso más énfasis en la producción que en la exploración.

Las políticas energéticas liberalizadoras empezaron a ser revisadas, y las propuestas de integración energética basadas en la privatización de las empresas del sector, la apertura comercial y la desregulación fueron perdiendo vigencia, especialmente en Sudamérica. Es así, que empezó a imponerse la 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, empezó a ser reivindicada como parte de las políticas energéticas. (Ruiz Caro, 2006).

El proyecto Hemisférico de Integración Energética empezó a perder dinamismo, y después de 2001 no tuvieron lugar las reuniones anuales de ministros de energía que hasta entonces se habían realizado anualmente. En dichas reuniones ministeriales, el eje de los lineamientos se centró en la privatización y desregulación del sector, mientras que las políticas de uso eficiente de la energía y el fomento del empleo de energías limpias, tuvieron un accionar secundario (Ver Recuadro 4).

#### RECUADRO 4

##### RESULTADOS MÁS IMPORTANTES DE REUNIONES DE MINISTROS DE ENERGÍA DE LAS AMÉRICAS

**Primera Reunión Ministerial**, Washington, octubre de 1995. Título: Simposio Hemisférico de Energía. De este primer encuentro surgió la Agenda de Cooperación Energética, en el cual se enuncian 40 acciones complementarias a las establecidas en materia energética en el Plan de Acción de la Cumbre de Miami.

**Segunda Reunión Ministerial**, Santa Cruz, julio de 1996. Tema central: el sector energético y el desarrollo sustentable. Se acordó necesidad de promover la inversión privada en el sector creando las condiciones jurídicas necesarias para reducir el riesgo político a tales las inversiones. También acordaron desarrollar tecnologías limpias para la producción de energía y diseñar estrategias para una mayor eficiencia energética.

**Tercera Reunión Ministerial**, Caracas, enero de 1998. Destacan dos compromisos: promover políticas que faciliten el comercio en el sector y establecer "marcos regulatorios transparentes y predecibles". Para avanzar en estos objetivos se creó una Secretaría Coordinadora, integrada por un funcionario del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, uno del Departamento de Energía de E.E.U.U. y uno de la OLADE. La Secretaría es el brazo administrativo de la Integración Energética Hemisférica y se responsabiliza por la difusión de información y por la coordinación de sus eventos.

**Cuarta Reunión Ministerial**, Nuevo Orleans, julio de 1999. Fue básicamente evaluatoria de los avances logrados en los compromisos adoptados en las tres Reuniones anteriores.

**Quinta Reunión Ministerial**, Ciudad de México, marzo de 2001. También tuvo como objetivo evaluar el cumplimiento de los compromisos asumidos para lograr la integración energética continental. Se destaca necesidad de desarrollar infraestructura para la integración de mercados energéticos, y "la promoción de políticas y procesos que faciliten el comercio de los productos, bienes y servicios relacionados con el sector energético"; la necesidad de fomentar la "creación y el fortalecimiento de sistemas regulatorios transparentes y predecibles"; y, promover "marcos legales, fiscales y regulatorios para incentivar la inversión privada nacional y extranjera en el sector energético en aquellas áreas permitidas en las respectivas Constituciones"

Fuente: Síntesis tomada de Arriaga Rodríguez, Juan Carlos, La posición de México frente al Proyecto de Integración Energética Hemisférica del ALCA, Aldea Mundo, Año 6 N. 12, México, D.F y Ruiz Caro, Ariela (2006) "Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe", Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 106, CEPAL, Naciones Unidas, Santiago de Chile, abril.

Al interior de Estados Unidos, también tuvieron lugar algunos cambios de enfoque en lo relativo a la seguridad energética. Las consecuencias de las emisiones de dióxido de carbono proveniente de los

combustibles fósiles y el peligro de sus efectos en el cambio climático, dieron lugar a que el gobierno otorgara más énfasis al impulso de las energías renovables y limpias. Ya en febrero de 2006, el entonces presidente de Estados Unidos, George Bush, sostuvo ante el Consejo Económico Nacional que sería el poder de la tecnología el que reduciría la dependencia de las fuentes extranjeras de energía. Se planteó que, para que el país pudiera seguir siendo una economía competitiva, no sólo se requería disponer de proveedores seguros y confiables, sino de energías limpias.

El énfasis otorgado al desarrollo y uso de tecnologías limpias representaron un giro en la política de seguridad energética norteamericana, que tradicionalmente puso el mayor énfasis en las formas de provisión de recursos energéticos de origen fósil. Esta perspectiva se observa, dentro de la misma administración, en el informe preparado por el National Energy Policy Development Group en 2001, que estableció una estrategia orientada a satisfacer el aumento de las necesidades de petróleo de Estados Unidos durante los siguientes veinte años. Si bien se mencionan ciertas medidas destinadas a economizar energía y propiciar el desarrollo de aquéllas limpias y renovables, se pone el acento en el acceso a las reservas energéticas.

Las implicaciones internacionales de la política energética de dicho informe se hacen explícitas en el último capítulo: “Afianzar las alianzas globales”. En él se considera que el creciente nivel de consumo en Estados Unidos sólo puede conseguirse si los proveedores extranjeros incrementan su producción y venden más cantidad de crudo a Estados Unidos.

En ese sentido, en el informe se recomienda a la Casa Blanca asegurar las importaciones petroleras y considerarlas como prioridad de la política comercial y exterior. Para poder satisfacer las necesidades del país, aconseja a la administración que se concentre en dos objetivos. El primero, aumentar las importaciones procedentes de los países del Golfo Pérsico que poseen alrededor de dos terceras partes de las reservas energéticas mundiales. Asimismo, se recomienda realizar “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 la infraestructura.

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. Por lo tanto, se recomienda una estrecha colaboración con las empresas estadounidenses del sector energético, destinada a aumentar las importaciones a partir de la cuenca del Mar Caspio, del África subsahariana (Angola y Nigeria) y de América Latina (Colombia, México y Venezuela).

Si bien estos objetivos siguen vigentes, la prioridad del enfoque de seguridad energética fue girando, tal como ha sido mencionado, sobre el uso eficiente y el desarrollo de tecnologías limpias. En la Iniciativa Energética Avanzada (Advanced Energy Initiative), presentada al Consejo Económico Nacional en 2006, el gobierno estableció un incremento de 22% en fondos para la investigación de tecnologías limpias en dos áreas vitales: a) desarrollo de energías alternativas (provenientes de biomasa local y desarrollo de pilas de combustibles que usan hidrógeno e insumos domésticos) en lugar de los tradicionales combustibles fósiles para los vehículos, y b) cambiar la forma de dar energía a los hogares y negocios, a través de la mayor generación de electricidad proveniente del carbón limpio, energía nuclear avanzada y recursos renovables tales como la energía eólica y la solar (Recuadro 5).

#### **RECUADRO 5**

##### **OBJETIVOS DE LA INICIATIVA ENERGÉTICA AVANZADA PRESENTADA POR EL PRESIDENTE BUSH**

###### **I. Cambiar la forma de combustibles para los vehículos**

Para disminuir la vulnerabilidad de Estados Unidos a una probable interrupción de la oferta petrolera, se debe reducir la dependencia del petróleo extranjero. Esto significa incrementar la producción doméstica de petróleo y acelerar en el corto plazo el desarrollo de vehículos eficientes que sean híbridos y en el mediano plazo desarrollar energías domésticas renovables alternativas a la gasolina y diesel de origen fósil. En el largo plazo, se trata de invertir en baterías avanzadas y en tecnologías fuelcell hydrogen.

- Desarrollar tecnologías avanzadas que permitan a un vehículo operar solamente con la carga de baterías y lograr un rango de 40 millas.

(continúa)

## Recuadro 5 (conclusión)

- Impulsar las tecnologías necesarias para hacer que el etanol de celulosa tenga costos competitivos y comparables al etanol basado en el maíz hacia el año 2012.
  - Acelerar el progreso que permita alcanzar el objetivo de permitir que una gran mayoría de ciudadanos del país puedan elegir vehículos que utilicen pilas combustibles de hidrógeno hacia 2020.
- II. Cambiar la forma de dar energía a los hogares y negocios**
- Diversificar el sector eléctrico y ampliar la oferta de gas natural mediante un uso eficiente.
  - Instrumentar el compromiso del presidente de destinar 2 mil millones de dólares en investigación para desarrollar tecnologías limpias de carbón y movilizar las innovaciones resultantes al mercado.
  - Desarrollar una nueva Asociación de Energía Nuclear Global para orientar los gastos de combustible nuclear, eliminar riesgos de derrame y extender la promesa de desarrollar energías limpias y confiables.
  - Reducir el costo de las tecnologías solares fotovoltaicas, de tal manera de hacerlas competitivas hacia el año 2015 y expandir el acceso a la energía eólica a través de nuevas tecnologías.

Fuente: Advanced Energy Initiative, Nacional Economic Council, febrero de 2006.

La conducción de la IEH está en manos de la Reunión de Ministros de energía de las Américas, foro en el que se revisan las políticas a seguir y se evalúan los resultados en la integración energética.

Otra de las iniciativas sobre seguridad energética propuestas por Estados Unidos, en los que también se ha puesto énfasis en el desarrollo de energías limpias, así como su uso eficiente, se ha dado en el marco de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASpan), creada en marzo de 2005 por los presidentes de Estados Unidos, Canadá y México. Se trata de un proceso trilateral, permanente, para una mayor integración de América del Norte, que es evaluado semestralmente por los mandatarios de los tres países. (Ver Recuadro 6).

**RECUADRO 6**  
**ALIANZA PARA LA SEGURIDAD Y PROSPERIDAD DE AMÉRICA DEL NORTE (ASpan)**

Dentro de la ASpan los objetivos en materia energética son “fortalecer los mercados energéticos de América del Norte a través del trabajo conjunto y de acuerdo a nuestros marcos legales respectivos, para incrementar las fuentes factibles de energía para las necesidades y desarrollo de la región, a través de facilitar la inversión en infraestructura energética, adelantos tecnológicos, producción y suministro eficaz de la energía, al reforzar la cooperación para identificar y utilizar las mejores prácticas; y al hacer más eficiente y actualizar los reglamentos mediante la promoción de la eficiencia energética, la conservación y las tecnologías como el carbón limpio.”

En materia energética, los tres países acordaron que los esfuerzos de cooperación de la ASpan se mantendrán bajo el Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte (GTEAN)<sup>a</sup>, creado en 2001, junto con nuevas iniciativas que serían incorporadas como parte de la Alianza establecida.

Fuente: Perfil Energético de América del Norte II, Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte / Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte, enero de 2006.

<sup>a</sup> Establecido en 2001 por el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, la Secretaría de Energía de México y la Secretaría de Energía de los Estados Unidos de América para fortalecer la cooperación energética en América del Norte. El Grupo está encabezado por autoridades de los tres organismos.

Asimismo, en el marco del ASpan, en marzo de 2006 se creó el Consejo de Competitividad de América del Norte (NACC, por sus siglas en inglés), integrado por representantes de treinta de las mayores corporaciones de esta región, cuyo mandato consiste en establecer prioridades para el proceso de integración que puedan trascender los cambios de gobiernos en los tres países. Se busca que los gobiernos y el sector privado puedan trabajar conjuntamente para fortalecer la posición de competencia de las empresas que operan en los tres países. El Consejo de Competitividad se reúne regularmente con los ministros responsables para elaborar recomendaciones.

En el ámbito energético, el Consejo ha emitido recomendaciones en los que plantea que los tres países enfrentan desafíos comunes como el desarrollo y uso de tecnologías limpias, el fortalecimiento en la seguridad del abastecimiento energético a través de una integración efectiva en los sistemas de distribución

ubicados en las zonas de frontera, la formación de recursos humanos en el campo energético, el desarrollo conjunto de tecnologías limpias y eficientes, así como una mayor cooperación entre actores públicos y privados del sector.

Con respecto a la integración energética, el Consejo considera que el mercado energético de Canadá y Estados Unidos está adecuadamente integrado como resultado, primero, de la instrumentación del Acuerdo de Libre Comercio entre ambos países, y luego del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). Considera, asimismo, que el comercio de productos energéticos constituye el aspecto más eficiente y libre de obstáculos de esta vinculación económica.

El mayor desafío que presenta este bloque para aprovechar los beneficios de la integración energética sobre una perspectiva regional, es la necesidad de realizar reformas en el sector energético de México. El Consejo reconoce que es potestad exclusiva de los sectores público y privado del país de llevar adelante los requerimientos para el desarrollo de este sector y de instrumentar las iniciativas que aumenten su competitividad. Asimismo, se plantean recomendaciones para ayudar a acelerar el desarrollo de los recursos energéticos de México.

El Consejo considera que una política energética amplia debe apuntar a la construcción de un nuevo mercado liberalizado e integrado, asegurando que los precios determinen, por sí mismos, el suministro de los productos y fuentes energéticas.

El desarrollo de tecnologías limpias en el ámbito energético ocupa un rol relevante en este sector. América del Norte, sostiene el potencial para liderar importantes áreas de desarrollo tecnológico que pueden contribuir a hacer más eficiente la producción energética, así como investigar y desarrollar tecnologías de punta que pudieran contribuir a apoyar a otros países con el reto de expandir la oferta energética de una manera sustentable. Esto incluye tanto tecnologías que reducen el impacto ambiental de los combustibles fósiles, tales como la captura y almacenaje limpios de carbón, así como la expansión de combustibles no carbónicos como los renovables, biocombustibles e hidrógeno.

Para desarrollar las nuevas tecnologías energéticas, el Consejo considera que los gobiernos necesitan trabajar con los sectores privados líderes en los tres países para identificar las áreas más promisorias de colaboración para desarrollar tecnologías energéticas limpias. Su instrumentación y desarrollo fortalecerán la competitividad de las empresas de América del Norte, reduciendo la polución y emisión de gases de efecto invernadero, para lo cual, según opinión del Consejo, es fundamental asegurar que estas empresas tengan los incentivos correctos para desarrollar estas nuevas tecnologías, como por ejemplo eliminar las barreras para su rápida adopción, tan pronto ellas se desarrollen.

El nuevo gobierno norteamericano que asumió funciones en enero de 2009 tiene proyectado instrumentar un plan “Nueva Energía para Estados Unidos”. Según el presidente Obama, una de las metas es lograr la independencia del petróleo “proveniente de regímenes hostiles” mediante un ahorro en el consumo de al menos 14 millones de barriles diarios a partir de 2011. Con anterioridad, en mayo de 2008, antes de ser electo presidente, propuso una “Alianza Energética de las Américas” para producir conjuntamente energías alternativas en la región.

Un avance en ese sentido se dio durante la administración anterior. En marzo de 2007, los presidentes de Estados Unidos y Brasil, George Bush y Luis Inácio Lula Da Silva, firmaron un memorando de entendimiento para cooperar en la investigación, impulsar la producción y exportación de etanol en el mundo y propiciar la creación de un mercado global de biocombustibles, con normas y padrones uniformes. En la región, en particular, se trataría de un amplio plan para expandir conjuntamente la producción de etanol a partir de la caña de azúcar, sobre todo en América Central y el Caribe, para exportarlo a Estados Unidos. Se utilizarían las preferencias comerciales que Estados Unidos mantiene con dichos países.

En el proyecto del presidente Obama, las ideas planteadas en el memorando de entendimiento, se convertirían en una suerte de tratado regional que incluiría fondos para estudios de viabilidad y proyectos concretos y tendría un mayor alcance político y geográfico.

Brasil, junto con Estados Unidos, concentra el 70% de la producción mundial de etanol, aunque Brasil sigue siendo la principal potencia exportadora. A pesar que la producción doméstica de Estados Unidos

viene creciendo en promedio 30% anual, no logra satisfacer la creciente demanda interna. Los planes de expansión del uso del etanol son ambiciosos, pues se aspira a incrementar su consumo para 2017 en 800%<sup>5</sup>.

Con anterioridad a la firma del memorando, en diciembre de 2006 se creó la Comisión Interamericana de Etanol con el objetivo de fomentar el uso del etanol en las mezclas de gasolina del hemisferio occidental<sup>6</sup>. La comisión servirá para impulsar el conocimiento de las ventajas de los combustibles renovables para las economías de todo el continente americano y para contribuir a la formación de un marco para un mercado regional de etanol viable, fomentando la guía política necesaria para impulsar la inversión tanto extranjera como local para la producción e infraestructura de combustibles renovables.

Para algunos analistas, la producción de biocombustibles puede tener enormes repercusiones sobre el sector agrícola y potenciales impactos negativos ambientales y sociales. Según algunos estudios, el nuevo énfasis que se les otorga, hace que se destinen tierras de cultivo a fines energéticos y no a producir alimentos, con lo cual es posible que se eleve el precio de algunos productos. Si bien en Brasil algunos sectores gubernamentales sostienen que es posible incrementar sustancialmente la producción de caña de azúcar reconvirtiendo tierras de pasturas para evitar ingresar a nuevas áreas, en especial en la Amazonia, algunas opiniones sostienen que estos cultivos expulsan otras actividades, en especial la ganadería, hacia nuevas regiones, y con ello contribuyen a alimentar la invasión de la Amazonia. (Ruiz Caro, 2007).

Un estudio conjunto realizado por FAO-CEPAL<sup>7</sup> considera que en el corto plazo es muy probable que una rápida y fuerte expansión en la producción de biocombustibles a nivel mundial tenga efectos sobre la demanda, las exportaciones, la asignación de hectáreas para cultivos energéticos y no energéticos y en los precios de los cultivos, poniendo en riesgo el acceso a los alimentos de los sectores más pobres.

El proyecto de conformar en la región una Alianza para producir y desarrollar en la región energías alternativas, podría contribuir no sólo a lograr los objetivos internos de reducir la dependencia petrolera y de combatir el calentamiento global, sino sobre todo, a cambiar el eje de la política norteamericana para América Latina, y no enfatizar sólo los temas de los tratados de libre comercio y lucha contra las drogas, aunque estos seguirán su curso.

El presidente Obama, considera que “la nación que lidere al mundo en la creación de nuevas fuentes de energía, será la nación que lidere a la economía global del siglo XXI...Estados Unidos puede y debe ser esa nación...aunque no será fácil”<sup>8</sup>. El presidente ha manifestado en reiteradas oportunidades su preocupación respecto al hecho que aunque su país conforma el 5% de la población mundial, es responsable de cerca del 25% de la demanda total del petróleo. Asimismo, ha cuestionado el hecho que su país sólo produzca menos del 3% anual de la electricidad a través de fuentes renovables, por debajo del 20% que produce Dinamarca en energía eólica, y menos de lo que producen Alemania y Japón en energía solar. Efectivamente, los Estados, así como las empresas de origen europeo han liderado el impulso de energías renovables, así como de tecnologías limpias (Ver Recuadro 7).

#### **RECUADRO 7 OBJETIVOS DEL GOBIERNO DEL PRESIDENTE OBAMA EN MATERIA ENERGÉTICA**

##### **Electricidad**

Generar al menos el 10% de su electricidad de fuentes de energía renovables para el año 2012, y el 25% en 2025. Excluyendo la energía hidroeléctrica, menos del 3% de EE.UU. en la actualidad la energía eléctrica generada por las energías renovables. En términos prácticos, entonces, la meta planteada por el actual Presidente requerirá más del doble de la tasa de penetración de energía renovable en la mezcla de electricidad.

(continúa)

<sup>5</sup> El US Energy Independence and Security Act de 2007 fijó una meta de 36 mil millones de galones de etanol que se utilizará anualmente como combustible en el transporte en 2022.

<sup>6</sup> Se acordó que la presidencia sería compartida por el entonces gobernador de La Florida, Jeb Bush, El Presidente del Consejo Superior de Agronegocios de FIESP y ex ministro de Agricultura de Brasil, Roberto Rodrigues y el Presidente del Banco Interamericano de Desarrollo, Luis Alberto Moreno.

<sup>7</sup> Citado por IICA en Estrategia para construir una plataforma de cooperación horizontal sobre agroenergía y biocombustibles, IICA, octubre de 2006.

<sup>8</sup> Declaraciones del Presidente Barack Obama, durante el Día de la Tierra, 22 de abril de 2009



## Recuadro 7 (conclusión)

**El sector de transporte**

Al menos un millón, de 150 miles per gallon, electric "plug in" hybrids deben circular en las carreteras en Estados Unidos en los próximos seis años. Y todos los nuevos vehículos hacia fines de su mandato en 2013 deben ser "flex-fuel", capaces de funcionar sobre la base de gasolina/diesel, biocombustibles o electricidad. Asimismo se ha propuesto producir al menos 60 mil millones de galones anuales de biocombustibles avanzados como etanol celulósico hacia 2030.

Asimismo, contempla el otorgamiento de garantías a préstamos para plantas locales de automóviles y fabricantes de autopartes para fabricar nuevos autos que hagan un uso eficiente del combustible (un objetivo que podría fácilmente entrelazarse con el plan de rescate del gobierno para la industria automovilística.

**Dependencia externa**

El logro de estos objetivos contribuyen a alcanzar dos metas adicionales: la primera radica en la percepción de "seguridad energética" al eliminar todas las importaciones actuales de petróleo de Estados Unidos del Oriente Medio y de Venezuela dentro de 10 años, lo que sería equivalente a ahorrar el consumo de petróleo en por lo menos 2,5 millones de barriles por día. Estados Unidos consume 20 millones de barriles diarios e importa el 60% de esa cifra. Por lo tanto es imprescindible electrificar la flota automovilística pues la mayor parte del petróleo se usa en combustibles.

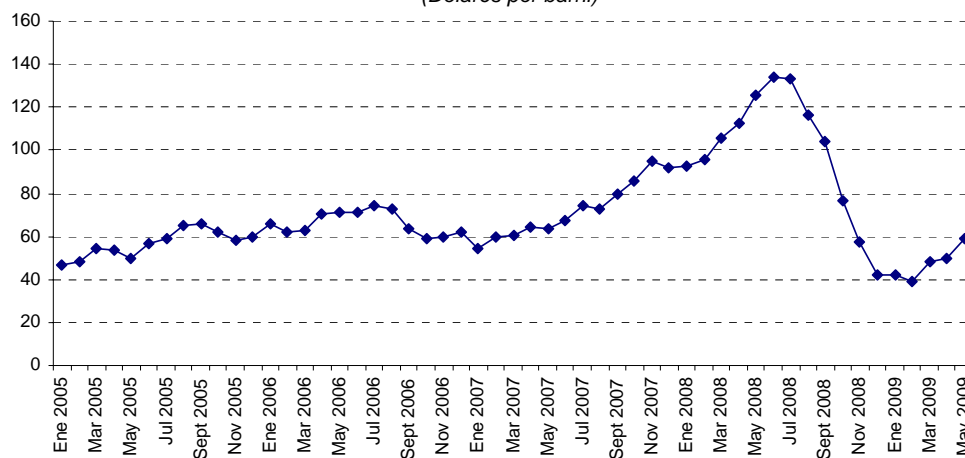
**Emisiones de Dióxido de Carbono**

Reducir las emisiones de carbono un 80% para el año 2050 con relación al nivel registrado en 1990. En septiembre de 2008, los científicos anunciaron que las emisiones de carbono ocasionadas por la mano del hombre aumentaron en un 2,5% el año pasado, cuatro veces más rápido que una década atrás, y más rápido que el peor de los escenarios previstos. Estos aumentos imprevistos se han alimentado principalmente por la cada vez más rápido crecimiento de emisiones por parte de China y la India.

Fuente: Paul Isbell, A Preliminary View of Obama's Future Energy Policy, 13/1/2009 Working Paper 2/2009 Real Instituto Elcano, Madrid.

El nuevo plan que propone la actual administración<sup>9</sup>, el cual otorga un mayor énfasis en el desarrollo de energías limpias y renovables tiene que enfrentarse a condiciones mucho más complejas. El descenso de los precios internacionales del petróleo<sup>10</sup> y la recesión de la economía internacional iniciada en Estados Unidos, constituyen un desincentivo para invertir en el desarrollo de tecnologías limpias y más bien impulsan la utilización de los combustibles fósiles por sus bajos precios. (Ver Gráfico 1).

**GRÁFICO 1**  
**PRECIOS PETRÓLEO 2005-2009**  
(Dólares por barril)



Fuente: World Energy Outlook.

<sup>9</sup> El equipo encargado del tema energético del actual gobierno está conformado por el Secretario de Energía, Steven Chu, Premio Nóbel de Física en 1997, y Lisa P. Jackson, nueva Administradora de la Agencia para la Protección Ambiental (EPA). Ambos han impulsado la creación de economías de bajo consumo energético de carbono.

<sup>10</sup> Los precios evolucionaron desde los niveles más altos de todos los tiempos, en términos nominales y reales, registrados en julio de 2008 (147 dólares por barril) a menos de 50 dólares en enero de 2009. Éstos se han venido recuperando hacia mediados de año.

Otro de los aspectos que podría dificultar la puesta en marcha de este proyecto es la negativa de la nueva administración a eliminar los aranceles que se cobran en Estados Unidos sobre las importaciones de etanol de caña de azúcar procedente de Brasil, equivalentes a 0,54 dólares por galón, más una tasa advalorem del 2,5%.

Desde esta perspectiva, y en el actual escenario internacional, el tema energético ha vuelto a estar presente en la V Cumbre de las Américas realizada en Puerto España, Trinidad y Tobago en abril de 2009<sup>11</sup>. Durante, la Cumbre, el presidente Obama propuso una nueva Alianza vinculada al clima y la energía en las Américas. "Esta es una asociación voluntaria y flexible a la que las naciones de esta región están invitadas a participar, una asociación que mejorará la eficiencia energética, mejorar nuestra infraestructura, y apoyará las inversiones que permitan un mejor acceso a la energía". "Al hacerlo, podemos crear los empleos del futuro, promover las fuentes renovables de energía, y hacer de las Américas, un modelo de cooperación". A través de esta asociación, señaló, se pueden "aprovechar los avances logrados por las naciones de todo el hemisferio - a partir de trabajos en Brasil los biocarburantes, a Chile las inversiones en energía solar, a México en sus esfuerzos por reducir las emisiones de gases invernadero, a El Salvador en la labor de la energía geotérmica"<sup>12</sup>.

La seguridad energética forma parte del lema de la Declaración de la V Cumbre de las Américas: "Asegurar el futuro de nuestros ciudadanos promoviendo la prosperidad humana, la seguridad energética y la sostenibilidad ambiental." En el tratamiento del tema energético se pone énfasis en el estímulo a las inversiones, en el desarrollo e incremento de la energía renovable<sup>13</sup> y no renovable, los proyectos de integración energética, la generación energética nueva y eficiente –incluidos los sistemas de almacenamiento e intercambio–, el transporte transfronterizo y los sistemas de distribución y otras redes de comercialización.

Sin embargo, el texto de la Declaración no contiene una manifestación expresa del Gobierno norteamericano para establecer una alianza al respecto, ni el alcance de la financiación que está dispuesto a otorgar para establecer mecanismos impulsar estudios de viabilidad para el desarrollo de nuevas industrias de energía solar o eólica, o el desarrollo de biocombustibles.

Uno de los hechos políticos importantes de la Declaración es haber calificado como "valiosas" las iniciativas de cooperación e integración energéticas existentes en la región, "basadas entre otros, en la solidaridad, la complementariedad, la eficiencia y sostenibilidad." Asimismo, el reconocimiento al derecho soberano de cada país a la conservación, desarrollo y uso sostenible de todos los países de la región, tomando en cuenta las circunstancias nacionales<sup>14</sup>.

## B. Las iniciativas latinoamericanas

Una vez perdido el impulso de la Iniciativa Energética Hemisférica, y desactivadas las Cumbres Ministeriales que se realizaban anualmente, las declaraciones gubernamentales sobre integración energética empezaron a dejar, desde 2001, el ámbito hemisférico para trasladarse al ámbito estrictamente latinoamericano, y sudamericano, en particular. No sólo cambiaron 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

<sup>11</sup> La V Cumbre de las Américas se clausuró sin unanimidad en la declaración final. Los países del ALBA consideraron que la declaración no daba respuesta a la crisis económica global, a pesar de que esta constituye el más grande desafío al cual la humanidad haya hecho frente en décadas. Además, consideraron que excluía injustificadamente a Cuba, sin hacer mención al consenso general que existe en la región para condenar el bloqueo estadounidense a la isla.

<sup>12</sup> Summit of Americas Leaders Pledge Environmental Cooperation, Environment News Service (ENS) 20 de abril de 2009 [www.ens-newswire.com/ens/apr2009/2009-04-20-01.asp](http://www.ens-newswire.com/ens/apr2009/2009-04-20-01.asp) - 46k.

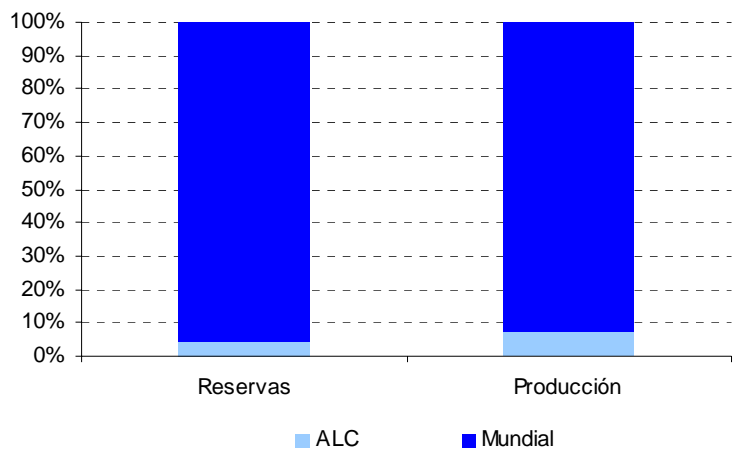
<sup>13</sup> En la misma Declaración se incluye una nota de Bolivia que considera que el desarrollo de políticas y de esquemas de cooperación que tengan por objetivo la expansión de biocombustibles en el Hemisferio Occidental puede afectar e incidir en la disponibilidad de alimentos y su alza de precios, el incremento de la deforestación, el desplazamiento de población por demanda de tierras, y por consiguiente repercutir en el incremento de la crisis alimentaria afectando directamente a las personas de bajos ingresos, sobre todo a las economías más pobres de los países en desarrollo.

<sup>14</sup> Párrafos N. 46 y 56 de la Declaración de Compromiso de Puerto España: Asegurar el futuro de nuestros ciudadanos promoviendo la prosperidad humana, la seguridad energética y la sostenibilidad ambiental, 29 de abril de 2009.

representantes– de la entonces Comunidad Sudamericana de Naciones, y ratificada por los presidentes durante la Primera Cumbre de esta organización, realizada en Brasilia a fines de septiembre de 2005, tal como se verá en el capítulo siguiente.

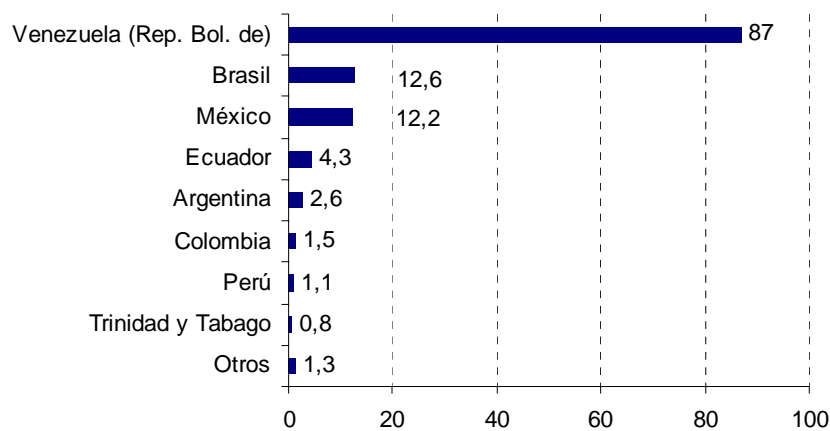
Como los recursos energéticos con los que cuenta la región, no se encuentran uniformemente distribuidos, y más bien concentrados en unos pocos, las diversas propuestas intentan garantizar el abastecimiento en los países que carecen de ellos (Ver Gráficos 2, 3, 4 y 5).

**GRÁFICO 2**  
**EL MUNDO Y AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE**  
**RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A FINES DE 2007**  
*(Porcentajes)*



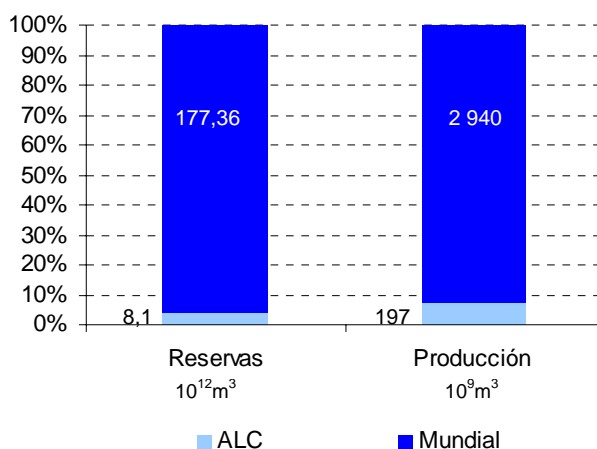
Fuente: Elaboración propia en base a datos del ARPEL.

**GRÁFICO 3**  
**ALC – RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO POR PAÍS**  
*(En miles de millones)*



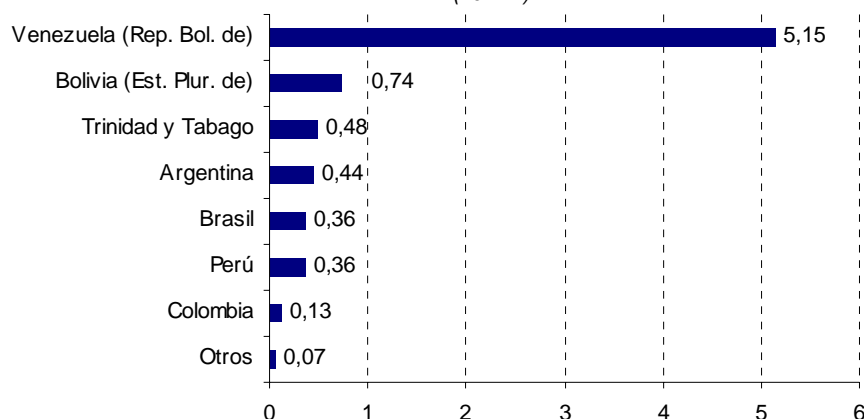
Fuente: Elaboración propia en base a datos del ARPEL.

**GRÁFICO 4**  
**EL MUNDO Y AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE**  
**RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL**  
*(Porcentajes)*



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ARPEL.

**GRÁFICO 5**  
**RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN ALC**  
*(10<sup>12</sup>m<sup>3</sup>)*



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ARPEL.

Asimismo, en un contexto de recursos que se vislumbran como limitados a futuro, así como de precios volátiles tienen lugar también iniciativas que impulsan el desarrollo de energías renovables, así como de su uso eficiente y la utilización de tecnologías limpias. Estos últimos aspectos constituyen elementos comunes entre la propuesta hemisférica –especialmente con el énfasis otorgado a estos puntos por el actual gobierno de Estados Unidos– y las iniciativas regionales.

Las más importantes de ellas han sido planteadas por los gobiernos de Venezuela (Petroamérica), de México (que conjuntamente con los gobiernos de América Central impulsa la Iniciativa Energética Mesoamericana, actualmente suspendida) y de Brasil (para impulsar la producción de etanol).

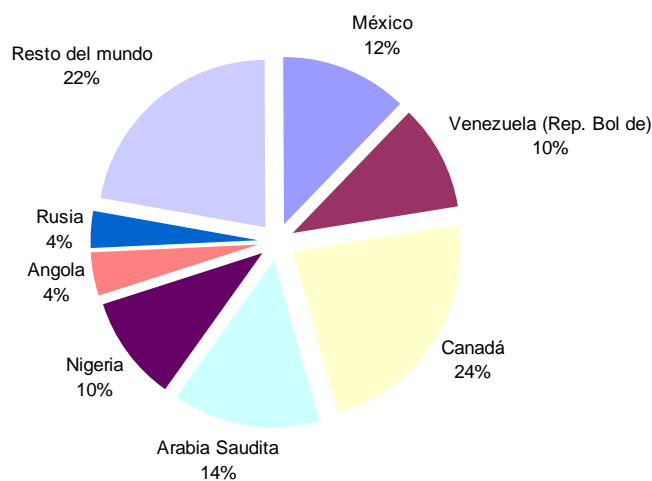
Asimismo, han tenido lugar acuerdos de suministro de hidrocarburos en condiciones preferenciales algunos de las cuales todavía subsisten. El de más larga data, el Acuerdo de San José, fue creado en 1980, en el marco del cual México y Venezuela suministraban conjuntamente 160 mil barriles diarios de petróleo crudo y refinado a once países centroamericanos y del Caribe. En el 2000, se creó el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, mediante el cual Venezuela suministraba, adicionalmente, 80 mil barriles diarios a diez países centroamericanos y caribeños, con facilidades financieras en términos de plazos

y tasas de interés. Sin embargo, la creación de Petrocaribe, en 2005, dio lugar a que el Acuerdo de Caracas operara sólo a nivel bilateral para Bolivia y Paraguay, debido a la duplicidad de funciones, tal como se verá en el capítulo siguiente.

Venezuela y México, los mayores productores de energías fósiles (petróleo y gas) tienen un rol protagónico en garantizar la seguridad energética de la región, aunque las estrategias involucradas en sus iniciativas para cooperación e integración en este ámbito en la región, son distintas.

Tanto el petróleo proveniente de México, como el de Venezuela, son absorbidos en su mayor parte por Estados Unidos. El primero exporta a Estados Unidos, 1 millón 330 mil barriles diarios, que equivalen a 35 por ciento de su producción, mientras que Venezuela exporta 1 millón 150 mil barriles diarios, equivalentes a 41% de su producción. México es el segundo proveedor de petróleo de Estados Unidos, mientras que Venezuela representa el tercero. Ambos dependen fuertemente del mercado norteamericano para canalizar sus exportaciones (Ver Gráfico N. 6).

**GRÁFICO 6**  
**PRINCIPALES EXPORTADORES DE PETRÓLEO A ESTADOS UNIDOS**  
(Porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Departamento de Energía de EEUU.

Si bien México ha mostrado su disposición a garantizar el suministro energético a los países centroamericanos y caribeños, que se expresa en el Acuerdo de San José, que data de 1980<sup>15</sup>, así como en la Iniciativa Energética Mesoamericana, que data de 2005. El primero está suspendido y el segundo presenta dificultades y retrasos en su ejecución porque la producción de petróleo de México no es suficiente para suministrar los 300 mil barriles diarios a los que se comprometió para suplir la refinería centroamericana. El mercado norteamericano sigue siendo la prioridad para las exportaciones de petróleo de México.

Este país es considerado por Estados Unidos un aliado estratégico para contribuir a garantizar su seguridad energética. Esto ocurre a pesar que México es uno de los países latinoamericanos que, por algunos preceptos constitucionales, menos ha avanzado en la desregulación y privatización de su sector energético. Sin embargo, hay otros ámbitos como el comercio de productos energéticos que, facilitados por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), se ha avanzado significativamente.

En abril de 2001, durante la Tercera Cumbre de las Américas realizada en Québec, los presidentes de Canadá, México y Estados Unidos, presentaron el Grupo de Trabajo en Energía de América del Norte (GTEAN). Sus objetivos fueron fomentar la comunicación y cooperación en asuntos de interés común entre los gobiernos y sectores energéticos de los tres países. También buscaba fortalecer el comercio y el sistema

<sup>15</sup> El Tratado de San José es una iniciativa conjunta con el gobierno de Venezuela que intenta suministrar 160 mil barriles diarios de petróleo.

de interconexión energético en América del Norte. El comercio de petróleo y gas entre los países miembros del TLCAN cuenta con una de las redes e infraestructura de transporte y distribución más desarrollados y tecnificados del mundo. Asimismo, como fue mencionado en el capítulo anterior, en 2005 se pusieron en marcha iniciativas sobre seguridad energética en el marco de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN).

En el caso de Venezuela, los aspectos internacionales de su política energética se hacen explícitos en el Plan Siembra Petrolera 2005-2012, en el que se define una nueva visión geopolítica y geoestratégica, al buscar la diversificación de su mercado de exportaciones para el petróleo, así como las fuentes de capital de inversión y tecnología. El Plan no sólo se propone garantizar el suministro a los países latinoamericanos y del Caribe y otorgar mejores condiciones de financiamiento de la factura petrolera para los importadores. Adquieren también relevancia mercados de otras regiones como Asia, especialmente China. Por otro lado, al concebir al petróleo como herramienta fundamental para la integración latinoamericana, la fase de refinación también tiene un lugar fundamental en las iniciativas de cooperación e integración energéticas.

La estrategia venezolana se contrapone a la de Estados Unidos, que busca “aumentar la diversidad geográfica de sus importaciones” a fin de reducir las consecuencias económicas de probables conflictos en el Golfo Pérsico, región que posee alrededor de dos terceras partes de las reservas energéticas mundiales<sup>16</sup>. En el marco de esta visión norteamericana, el suministro de petróleo proveniente de fuentes del hemisferio, adquiere relevancia. Efectivamente, tres países: Canadá, México y Venezuela, proveen el 24%, 12% y 10%, respectivamente. 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 el país constituye una pieza clave en la construcción del proyecto de integración energética hemisférica.

Como Venezuela tiene como objetivo reducir la dependencia de sus exportaciones petroleras a Estados Unidos es desde aquel país que han surgido las iniciativas más importantes de cooperación e integración energética en la región. Esta política es sustantivamente distinta a la que prevalecía en la década de los noventa, en que la empresa PDVSA tuvo una importante presencia en los países consumidores del mundo industrializado, especialmente Estados Unidos, al concentrar sus inversiones en instalaciones de refinerías. Algunos sostienen que la capacidad de refinación de Venezuela en Estados Unidos y Europa, era mayor a la capacidad venezolana (Lander, 2007).

La política energética puesta en marcha, a partir del 2000, por el gobierno venezolano otorga más énfasis al Estado que al mercado, y promueve la participación nacional dentro de las asociaciones con las empresas petroleras internacionales. Es sobre la base conceptual de estos lineamientos que se impulsan las iniciativas de integración en la región. Éstas han tenido aceptación en un contexto en que muchos gobiernos, especialmente sudamericanos, han puesto en cuestionamiento los esquemas de liberalización y desregulación de la economía en sus distintas esferas ante los insuficientes resultados alcanzados.

En el marco de esos esquemas, casi todos los procesos de transformación del sector energético, 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.

Estas medidas de política debilitaron la capacidad de control de los Estados sobre la explotación y el procesamiento de los hidrocarburos en sus respectivos países y redujeron los ingresos fiscales provenientes de ese sector de sus economías. Los países que realizaron las reformas económicas más profundas fueron Argentina, Bolivia y Perú. En los últimos años, los dos primeros países han intentado revertir estas medidas. En Bolivia, se nacionalizó la industria petrolera y gasífera, y en Argentina se creó la empresa estatal ENARSA, que realiza actividades de exploración y explotación en asociación con empresas estatales latinoamericanas, como PDVSA.

<sup>16</sup> Según el informe preparado por el *National Energy Policy Development Group* en mayo de 2001, la dependencia estadounidense respecto al petróleo extranjero habrá de pasar del 53% del consumo total de 2001 al 66% en 2020.

Si bien 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, las reformas que tuvieron lugar en este sector, no han dado los resultados esperados. Algunos países, han tenido problemas con la producción y reservas de petróleo y gas, ante lo cual surgen, crecientemente, propuestas que intentan revisar los contratos y concesiones en éstas 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.

En varios países sudamericanos se han tomado medidas para reivindicar una mayor participación de regalías y un mayor control del Estado en la actividad petrolera y gasífera. 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, que surgió la Iniciativa Petroamérica, de parte del gobierno venezolano (Ver Recuadro 8).

#### **RECUADRO 8 INICIATIVA PETROAMÉRICA**

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.

Fuente: [http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid\\_temas=46](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=46).

En abril de 2007, tuvo lugar la Primera Cumbre Energética Presidencial Sudamericana, oportunidad en la que por primera vez, los Jefes de Estado de los países sudamericanos se reunieron para diseñar las bases de una estrategia consensuada sobre el tema energético, para lo cual se acordó la institucionalización de las reuniones ministeriales de energía a través de la conformación de un Consejo en el marco de la integración regional que, entre sus tareas prioritarias, deberá elaborar un Tratado Energético para la región, cuyos avances serán analizados en un capítulo posterior.

### **III. Puntos de divergencia en el suministro de energía**

---

#### **A. Energía hidroeléctrica**

Una de las divergencias más significativas que giran en torno a la cooperación energética tiene lugar en las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú (entre Paraguay y Brasil) y Yacyretá (entre Paraguay y Argentina). Éstas se concentran, en ambos casos, en aspectos similares: la soberanía sobre los excedentes de la energía eléctrica que Paraguay no consume y la compensación que ambos países realizan por el suministro obligatorio de la energía proveniente del primer país.

Paraguay es el mayor productor de energía hidroeléctrica en la región y el principal exportador de energía eléctrica en América del Sur.

##### **1. Central hidroeléctrica de Itaipú**

La central hidroeléctrica de Itaipú está emplazada sobre el río Paraná y es considerada como la segunda represa más grande del mundo, después de las "Tres Gargantas" de China. Tiene una potencia instalada de 14.000 megavatios por hora al año, casi cinco veces superior a la represa argentino-paraguaya de Yacyretá. Abastece a los cuatro estados más ricos de Brasil: Río de Janeiro, Sao Paulo, Paraná y Río Grande do Sul, el 25% de sus usuarios (Ver Recuadro 9).



## RECUADRO 9 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ITAIPÚ

Aunque los primeros estudios sobre la posibilidad de levantar una represa en los saltos del Río Paraná datan de 1960, fue el incremento sostenido de los precios lo que impulsó a ambos gobiernos a llevar adelante su construcción.

El 12 de febrero de 1967, los dos gobiernos crearon la Comisión Técnica Brasileño - Paraguaya para la implementación de lo dispuesto en el Acta del Iguazú. El trabajo de la Comisión se prolongó hasta abril de 1970, cuando el proceso evolucionó para la celebración de "Convenio de Cooperación" entre la Comisión Técnica, Centrales Eléctricas Brasileñas S.A. (Eletrobrás) y la Administración Nacional de Electricidad (Ande), del Paraguay.

El 30 de mayo de 1970 fue abierta la licitación internacional con plazo hasta el 7 de agosto para que las empresas de consultoría e ingeniería presentasen propuestas para la realización de los estudios conclusivos sobre el aprovechamiento energético del río Paraná. De la competencia nació el consorcio italoamericano formado por la "Internacional Engineering Company Inc.", de San Francisco, California, y la "Electroconsult SpA (ELC)" de Milán, Italia.

La firma del Tratado de Itaipú, el 26 de abril de 1973 fue firmado por los presidentes Emilio Médici y Alfredo Stroessner comprometiéndose a construir la usina. Para ese fin, crearon la entidad "Itaipú Binacional", con directorio nombrado en mayo de 1974. La transmisión de la energía producida se realiza a través de dos empresas estatales: la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) encargada de llevarla a los centros de consumo de Paraguay, y la brasileña Furnas Centrais Eléctricas cuya responsabilidad también es llevarla a los centros de consumo brasileños.

En noviembre de 1982, ocho años más tarde, los presidentes de Paraguay y Brasil, Alfredo Stroessner y João Figueredo, inauguraron la hidroeléctrica que, durante veinte años, fue la más grande del mundo.

Fuente: <http://h2foz.com.br/espanol/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=173>.

Paraguay, que dispone del 50% de energía obtenida por la represa, solo consume un 5 por ciento, por lo que vende el 45% restante a Brasil. El total que recibe Brasil representa, a su vez, cerca del 20% de su consumo energético total.

La operatividad de esta central hidroeléctrica se rige por el Tratado de Itaipú, firmado en 1973. De acuerdo a sus cláusulas, recién se podría modificar en 2023 cuando se termine de cancelar la deuda de casi 19 mil millones de dólares que mantiene con Brasil por el financiamiento de la hidroeléctrica.

El Tratado de Itaipú estipula que ambos países se dividirán en partes iguales la producción energética que la central provea. Sin embargo, el 5% de lo que genera Itaipú es suficiente para satisfacer cerca del 90% de todas las necesidades energéticas de Paraguay. El 45% restante debe de ser cedido a Brasil a un precio fijo, cercano a su precio de costo. El excedente no puede ser vendido ni negociado a terceros, y tampoco se puede utilizar el precio de mercado como parámetro de negociación.

La vigencia del Tratado está marcada por numerosos conflictos entre los países firmantes. Su tratamiento tiene antecedentes recientes en la historia diplomática entre ambos países. En 2007, el gobierno de Paraguay, presidido entonces por Nicanor Duarte Frutos, conjuntamente con Luiz Inácio Lula da Silva, firmaron un acuerdo para reducir la deuda que contrajo Paraguay para la construcción de la usina de Itaipú. Éste es uno de los reclamos que tiene el gobierno paraguayo ante el de Brasil.

El acuerdo dio lugar a un reajuste de la deuda a la tasa de interés originalmente pactada, al haberse eliminado el factor de ajuste fruto de la inflación anual de Estados Unidos<sup>17</sup>. La instauración del factor de ajuste, en 1997, había significado, al cabo de diez años, el pago de casi 6 mil millones de dólares. La propuesta de eliminar dicho factor mejora la condición financiera de la entidad binacional, y disminuye el costo de energía, que depende tanto de los costos operativos como de los financieros.

El actual presidente, Fernando Lugo, ha realizado gestiones tendientes a que Brasil reconsidere la renegociación del Tratado, bajo la consideración que éste fue firmado durante las dictaduras militares presididas por Alfredo Stroessner en Paraguay y Garrastazú Médici en Brasil. Ambos, según el presidente Lugo, violaron el espíritu del Acta de Foz de Iguazú y, por lo tanto, Brasil "está obligado a cumplir su compromiso y pagar a Paraguay el precio justo" que las mismas autoridades brasileñas establecieron en el año 1966, en dicha Acta (Ver Recuadro 10).

<sup>17</sup> El factor de ajuste en una compensación por la variación del valor del dólar a lo largo de los años.

### RECUADRO 10 ACTA DE FOZ DE IGUAZÚ

De acuerdo al Tratado de Límites firmado por los dos gobiernos de Paraguay y Brasil en 1872, el río Paraná pertenece "en condominio" a los dos países, en el tramo que divide las dos fronteras. Cualquier utilización del río, por tanto, también tendría que ser hecha con la aprobación de las dos partes.

En 1965, un contingente militar brasileño penetró en Paraguay por Guaíra, en un área cuyos límites geográficos no estaban claramente delimitados de acuerdo con el Tratado de 1872. Paraguay tomó la actitud como provocación y envió tropas militares a la frontera. El Departamento de Estado de Estados Unidos pidió una solución negociada para la crisis.

El 22 de junio de 1966 ambos gobiernos firmaron el "Acta del Iguazú", comprometiéndose a promover la correcta demarcación de la frontera en Guaíra y proclamando "la disposición de proceder, de común acuerdo al estudio y levantamiento de las posibilidades económicas, en particular los recursos hidráulicos pertenecientes en condominio a los dos países, del Salto de las Siete Caídas".

También establecen que "la energía eventualmente producida por los desniveles del río Paraná, desde e inclusive el Salto de las Siete Caídas hasta la desembocadura del río Iguazú, sería dividida en partes iguales por los dos países".

Para la energía paraguaya que adquiera, el Brasil está obligado a pagar un "justo precio".

Fuente: Acta de Iguazú del 22.06.1966 Publicado en el "Diario Oficial de la Unión" del 08.08.1966, págs. 9.061/62 [www.itaipu.gov.br/files/file/ataiguacu\\_Esp.doc](http://www.itaipu.gov.br/files/file/ataiguacu_Esp.doc).

El eje principal del reclamo del gobierno de Paraguay radica en su anhelo de eliminar la obligación de tener que ceder toda su producción eléctrica sobrante, recibiendo por ello solamente 300 millones de dólares anuales, a precio de costo, a un único comprador, Brasil. El gobierno reclama la renegociación de esta cláusula para lograr la libre disponibilidad del 95% de la energía que le corresponde y no consume para poder abrir sus mercados a otros países que estén dispuestos a pagar sumas más cercanas al precio de mercado internacional. Según cálculos oficiales paraguayos, esto podría elevar la cifra percibida anualmente hasta los 2 mil millones de dólares, si se vendiera a precio de mercado. Paraguay considera que éste es el precio justo.

Según las autoridades paraguayas, el valor del mercado se encuentra por encima de 60 dólares por megavatios/hora mientras que Paraguay recibe apenas 2,7 dólares por megavatios/hora, con lo cual el país recibe por año apenas 100 millones de dólares (sin contar royalties, resarcimiento, gastos de explotación)<sup>18</sup>. Asimismo, consideran que "si Brasil no está dispuesto a pagar un precio justo, entonces debería permitirle al país negociar con otros mercados...Brasil no debería tener la energía proveniente de Paraguay a menores precios a los vigentes en su propio mercado". Las autoridades sostienen que la intención paraguaya no consiste en subir las tarifas a los consumidores brasileños sino que el dinero recaudado ingrese al país, como corresponde y no quede para el fisco brasileño<sup>19</sup>.

El gobierno de Brasil, por su lado, considera que aunque está abierto al diálogo, el Tratado no debe ser modificado hasta su vencimiento en 2023. Sostiene que Itaipú fue construida porque la energía iba a ser destinada solamente a ambos países. Pero el gobierno de Paraguay insiste en renegociar dicha cláusula y reclama la soberanía energética sobre sus recursos naturales energéticos que, aduce, es la línea política que a su vez mantiene Brasil sobre los suyos. Además, Brasil impulsa procesos de integración en la región, entre ellos UNASUR, donde el sector energético ocupa un rol preponderante. Las autoridades paraguayas consideran que Itaipú no puede ser excepción a esta concepción política de Brasil en la región. Al gobierno paraguayo le interesa vender energía en el mercado regional, (especialmente en el mercado brasileño), a través de la ANDE.

Por otro lado, considera que deben respetarse los acuerdos establecidos en el Acta de Foz de Iguazú, firmada en 1966, y que éstos siguen vigentes, pues dicha Acta está incorporada al Tratado en su preámbulo. El Tratado de la Convención de Viena que rige los tratados internacionales, establece que los preámbulos forman parte de los tratados y hay suficiente jurisprudencia sobre el tema. Por esta razón, para las autoridades paraguayas no hay necesidad de modificar el Tratado, hecho que requeriría aprobación de los Congresos de ambos países.

<sup>18</sup> Declaraciones de Ricardo Canesse, jefe negociador paraguayo de Itaipú, 05 de octubre de 2008.

<sup>19</sup> Ibid 19.

En el Acta de Foz de Iguazú está establecido que Brasil tiene el derecho de preferencia, lo que, según las autoridades paraguayas, equivale a igualar la mejor oferta. Los precios en Chile, en Uruguay y en Argentina<sup>20</sup> son más altos que en Brasil y, por lo tanto, deberían tender a igualar dicha oferta.

Paraguay no dispone de infraestructura para exportar electricidad a otros países. Ello se debe a que jurídicamente no lo puede hacer. Abierta la posibilidad jurídica, es posible realizar un trabajo de interconexiones<sup>21</sup>. Sin embargo, Brasil no demuestra estar dispuesto a conceder la libre disponibilidad de la energía de Paraguay, porque el mercado del Sur, Argentina, Chile y Uruguay, pagarían precios más altos. "Uruguay y Chile, especialmente, pueden vernos como una oportunidad y ya lo están viendo claramente"<sup>22</sup>.

A raíz de estas visiones contrapuestas, los actuales presidentes de Paraguay y Brasil, acordaron la conformación de mesas de negociaciones por el tema de Itaipú en septiembre de 2008. Éstas fueron conducidas por los ministerios de Energía y Obras Públicas. En dicha mesa de negociaciones, Paraguay estableció seis puntos a tratar. Los dos más importantes fueron la renegociación de la deuda incurrida durante la construcción de Itaipú y la búsqueda de un nuevo "precio justo", que satisfaga a ambas partes. Los otros puntos que demandaron fueron la libre disponibilidad del excedente energético, la transparencia en la administración a nivel binacional, la cogestión y la posibilidad de concluir las obras faltantes.

Con el fin de clarificar los costos de Itaipú, en particular las deudas que contrajo Paraguay durante su construcción, el presidente Lugo cuestionó la legalidad de las mismas, y para ello decidió la conformación de un equipo técnico-económico, encargado de estudiar todas las deudas contraídas.

Sin embargo, la mesa de negociación no concluyó exitosamente, debido a que las autoridades brasileñas rechazaron cualquier posible modificación del Tratado de Itaipú. Las reuniones llevadas adelante dieron un síntoma de fracaso a nivel técnico, por lo que se optó por llevar las negociaciones al ámbito político.

En diciembre de 2008, una comitiva presidida por el Presidente Lugo planteó en Brasilia por primera vez la revisión del Tratado de Itaipú. La negativa a replantear el Tratado de Itaipú había sido adelantada por el presidente Lula, quien a nombre de su gobierno ofreció duplicar a partir de 2010 el monto que paga por la energía excedente de Itaipú, que en este momento asciende a 130 millones de dólares por año y la financiación por 1.500 millones de dólares para la construcción de obras de infraestructura. Sin embargo, la oferta fue rechazada por el presidente de Paraguay.

Según cálculos oficiales de Paraguay, si se vendiera la parte correspondiente a su excedente de energía a precio de mercado en el propio Brasil, lograrían más de 1.000 millones de dólares. Pero para el gobierno de Brasil, la venta de la energía extra a la empresa estatal Electobrás está estipulada en el Tratado de Itaipú, y no está en discusión.

A principios de mayo de 2009, el presidente Lugo realizó una nueva visita a Brasil para tratar el conflicto. Para evitar llevar el conflicto a un arbitraje internacional, las autoridades brasileñas manejaron dos nuevas propuestas, consistentes en extender el plazo de pago de la deuda y otra consistente en ofrecer el pago adelantado por la compra de energía. Sin embargo, la reunión terminó en un impase y el gobierno paraguayo anunció que llevaría el caso a un arbitraje internacional (Ver Recuadro 11).

#### **RECUADRO 11 PROPUESTA DE BRASIL PARA EVITAR ARBITAJE INTERNACIONAL SOBRE LA DEUDA DE ITAIPÚ**

La propuesta consiste en la extensión del plazo de pago de la deuda asumida por Itaipu Binacional para la construcción de la usina, actualmente em cerca de 18 mil millones de dólares, que vence en 2023. De los 45 dólares por megawatt-hora (MWh) pagados por Eletrobrás por la compra de la energía paraguaya en Itaipú, casi 42 dólares se destinan a la amortización de la deuda y pago de compensaciones o royalties en los municipios afectados. Paraguay sostiene que sólo recauda, efectivamente, 3,1 dólares.

(continúa)

<sup>20</sup> En Argentina hay un subsidio, pero en realidad, en la medida en que no haya subsidios sus costos son más altos y la matriz energética argentina es totalmente dependiente no solo del gas natural sino de los derivados del petróleo, que tiene costos muy altos.

<sup>21</sup> Ibid 19.

<sup>22</sup> Ibid 19.

## Recuadro 11 (conclusión)

Al prolongar la extensión de la deuda para 2030 o 2040, la tarifa podría mantenerse en 45 dólares porMWh. Así, al disminuir el valor del pago de la deuda, Paraguay recaudaría más. En la práctica, eso sería como aumentar el precio de la energía comprada del país vecino.

Sin embargo, sectores del propio gobierno brasileño consideran dos restricciones en la propuesta. Primero, Electrobras y el Tesoro Nacional, principales acreedores de Itaipú Binacional, demorarían más tiempo para recibir sus créditos. Esto podría comprometer tanto al Tesoro como a las inversiones planeadas por Electrobras. La segunda restricción radica en que, la extensión de la deuda, exigiría cambios en el Tratado, lo cual requiere aprobación del Congreso.

Otra propuesta que se baraja es ofrecer a Paraguay la anticipación del pago por la compra de energía. Sin embargo, además de exigir un proyecto de ley, no conforma a los negociadores paraguayos.

Fuente: Diario ABC, Asunción, Paraguay, 6 de mayo de 2009 [archivo.abc.com.py/articredit.php?pid=519014](http://archivo.abc.com.py/articredit.php?pid=519014).

En junio de 2009, el canciller de Paraguay Héctor Lacognata reclamó por primera vez, ante la Asamblea General de la Organización de Estados Americanos (OEA) realizada en Honduras, la soberana utilización del 45% de la energía que le pertenece. Señaló que “esta energía es la que, por medio de cláusulas contractuales perversas de un tratado firmado por sendos gobiernos dictatoriales de la época, no reporta a mi país más que migajas, razón por la que venimos clamando por el cabal cumplimiento”<sup>23</sup>.

Un mes después, el 25 de julio, los presidentes de ambos países suscribieron, en Asunción, una declaración presidencial sobre Itaipú que, entre otros, considera triplicar el valor de las compensaciones recibidas por Paraguay en la cesión del excedente de su energía generada en dicha central hidroeléctrica. Asimismo, la posibilidad que Paraguay comercialice directamente su excedente en el sistema brasileño o lo canalice a otros países.

La declaración suscrita, denominada “Construyendo Una Nueva Etapa en la Relación Bilateral”, enumera las 31 medidas presentadas por Brasil entre las cuales el reajuste de la tasa de derechos de cesión del uso de la energía y la negociación de la parte no consumida por Paraguay en el mercado libre brasileño. Por el acuerdo, el pago realizado por Brasil a Paraguay aumentará de un nivel actual de 120 millones de dólares anuales a 360, es decir, 240 millones de dólares más por año, siempre y cuando el Congreso apruebe la medida<sup>24</sup>. Asimismo, se conformará un grupo de trabajo para debatir la comercialización de la energía paraguaya por la estatal ANDE<sup>25</sup>.

Sin embargo, el acuerdo genera, en algunos sectores, dudas en cuanto a su validez jurídica, al no tener carácter vinculante y ser necesaria la aprobación de ambos Parlamentos.

## 2. Central hidroeléctrica de Yacyretá

Emplazada en un tramo del Río Paraná, ubicado al Sudeste de Paraguay y al Noreste de la Argentina, la producción energética de Yacyretá es absorbida casi en su totalidad, 98%, por Argentina, y a su vez representa alrededor de 15% de su consumo eléctrico total. Al igual que en el caso de Itaipú, la energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico se divide en partes iguales entre los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo<sup>26</sup>.

El capital de Yacyretá corresponde en un 50% a la Argentina y en un 50% a Paraguay. Las empresas participantes son Agua y Energía Eléctrica de Argentina (A. y E.) y la Administración Nacional de

<sup>23</sup> Discurso del Canciller de Paraguay, Héctor Lacognata, durante la Asamblea Anual de la OEA realizada en Honduras en junio de 2009.

<sup>24</sup> El ministro de Minas e Energía, Edison Lobão, declaró que el aumento del pago realizado por Brasil a Paraguay del llamado “derecho de cesión” por la energía de Itaipú, será realizado a través de la reducción de intereses de la deuda de la usina, beneficiando a la parte paraguaya de la hidroeléctrica. De este modo, el ministro garantizó que no se afectará a los consumidores de energía eléctrica de Brasil ni a los contribuyentes.

<sup>25</sup> Estará conformada por representantes de los ministerios de energía de los dos países, los dos directores generales de Itaipú, ejecutivos de Electrobrás y ANDE y ambos cancilleres.

<sup>26</sup> Artículo XIII del Tratado de Yacyretá

Electricidad de Paraguay (ANDE). Ambas se rigen por las normas establecidas en el Tratado, sus Anexos y otros instrumentos diplomáticos vigentes.

El Tratado de Yacyretá fue firmado el 12 de diciembre de 1973, por los presidentes de Argentina, Juan Domingo Perón, y de Paraguay, Alfredo Stroessner, sobre la base de estudios realizados desde fines de la década de los cincuenta. Sin embargo, las principales obras se empezaron a construir recién en 1983 y se inauguraron en 1994.

Al ponerse en marcha, en 1994, la represa tenía una cota de embalse de 76 metros sobre el nivel del mar (msnm). Con esta cota, Yacyretá tenía una producción de energía anual media de 11.901 GW/h<sup>27</sup>. Desde entonces, se inició un proceso para aprovechar al máximo las instalaciones, meta que sólo puede lograrse si se alcanza una cota de 83 msnm. en el eje Encarnación-Posadas. Éstas no han podido concretarse por diversas causas como las crisis económicas recurrentes, procesos inflacionarios que registraron los países, fallidos intentos de privatización, entre otros.

El presupuesto original de la represa sufrió numerosas extensiones durante todo el proceso de construcción, con un presupuesto original de 2.500 millones de dólares, hasta llegar a los 15 mil millones de dólares en la actualidad<sup>28</sup>. A lo largo de su existencia, éste ha registrado una serie de retrasos, incumplimientos e irregularidades en el uso de fondos, así como controversias entre las dos naciones.

En 2003 se iniciaron negociaciones entre Argentina y Paraguay para solucionar aspectos pendientes relacionados con el Tratado. En efecto, en diciembre de ese año, los Presidentes de Argentina, Néstor Kirchner y de Paraguay, Nicanor Duarte, emitieron una Declaración Conjunta en la que se ratificó el interés de ambos gobiernos de concluir las obras pendientes de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY). Entre otros, acordaron el incremento de la cota de la represa y ratificaron el interés de concluir las obras pendientes.

Ello dio lugar a que en mayo de 2004 se incorporara el Plan de Terminación de Yacyretá (PTY), al Plan Energético Nacional de Argentina (2004-2008), asumiendo el Gobierno Argentino el compromiso de financiación de 560 millones de dólares, que se complementó con 90 millones de dólares de financiación de créditos provenientes del BID. Dicho aporte se administra a través de un Fideicomiso creado para dicho fin. Se acordó entonces, que el plan estaría completo para finales de 2009. El objetivo de la finalización del proyecto consiste en que “Paraguay cuente con mayores regalías que permita a la empresa facturar más para atender los gastos previstos y así, también, la Argentina contará con mayor posibilidad de acceso a la energía”<sup>29</sup>.

El objetivo general del Plan es terminar el Proyecto Yacyretá, es que la Central Hidroeléctrica de Yacyretá produzca la máxima cantidad de energía de acuerdo a sus parámetros de diseño, lo cual se logrará elevando la cota del embalse a la definitiva de 83 msnm en el eje Encarnación – Posadas.

El primer paso fue dado en abril de 2006 con la elevación de dos metros en la cota, pasándose del nivel 76 a 78 msnm en el eje Encarnación-Posadas (Ver Recuadro 12).

<sup>27</sup> Según página oficial de Yacyretá en [http://www.yacyreta.org.ar/index.php?id=102&option=com\\_content&task=view](http://www.yacyreta.org.ar/index.php?id=102&option=com_content&task=view).

<sup>28</sup> Fuente <http://www.internationalrivers.org/en/node/1536>.

<sup>29</sup> Declaraciones del Director Ejecutivo por Argentina de la Empresa Binacional Yacyretá Oscar Thomas, en [http://www.yacyreta.org.ar/index.php?option=com\\_content&task=view&id=278&Itemid=70](http://www.yacyreta.org.ar/index.php?option=com_content&task=view&id=278&Itemid=70).

## RECUADRO 12 PLAN DE TERMINACIÓN DE YACYRETÁ

Sin desatender las cuestiones Sociales y Ambientales en la zona de influencia del embalse mientras se llevan a cabo las obras y acciones necesarias, se ha establecido que los objetivos específicos del PTY son:

1. Liberar las áreas a ser inundadas y las áreas necesarias para la construcción de las defensas costeras y obras anexas. Este complejo proceso comprende:
  - a. Las tramitaciones para lograr la expropiación de los inmuebles, que incluyen los documentos legales correspondientes.
  - b. La organización de la seguridad de las zonas liberadas, previniendo la reocupación de zonas expropiadas.
  - c. La construcción de viviendas, obras de infraestructura y los necesarios equipamientos que permitan la relocalización de población.
  - d. El traslado de las familias desde las zonas a liberar y acciones tendientes a recomponer las actividades económicas- productivas.
  - e. Tareas de rehabilitación socioeconómica de la población reasentada a fin de que se conforme el tejido urbano y reconstruyan las relaciones humanas en los asentamientos.

Hasta la fecha se han relocalizado en la margen Argentina 5725 familias y en la margen Paraguaya 2366 familias. El Plan de Terminación de Yacyretá tiene previsto relocalizar de ahora en más, 4361 familias en Paraguay y 1500 familias en Argentina.

2. Realizar obras y acciones necesarias para garantizar la calidad de vida ambiental, como:

Las Obras de Protección del Arroyo Aguapey, la Planta de Tratamiento de Efluentes Cloacales y Redes de Cloacas y Agua Potable de Encarnación; defensas costeras sobre el río Paraná en Carmen del Paraná, Encarnación, Posadas, Garupá y Candelaria complementado por las obras de protección costera de los subembalses de los arroyos urbanos en las ciudades de Encarnación, Cambyretá, Posadas, Garupá y Candelaria.

3. Reponer obras de infraestructura que será afectada, las que comprenden:
  - a. La reposición de tramos de rutas nacionales, provinciales y departamentales.
  - b. La reconstrucción de puentes.
  - c. Construcción de puertos y aeropuerto.
  - d. Reposición de líneas de transmisión eléctricas.
  - e. Reconstrucción de vías férreas.
4. Recomponer la trama urbana de Encarnación y Posadas.

Fuente: Plan de Terminación de Yacyretá. Objetivos Específicos, Entidad Binacional Yacyretá, [http://www.yacyreta.org.ar/index.php?Itemid=68&id=71&option=com\\_content&task=view](http://www.yacyreta.org.ar/index.php?Itemid=68&id=71&option=com_content&task=view).

Las negociaciones cobraron mayor impulso luego de la firma del Memorando de Entendimiento suscrito por ambos Presidentes, en julio de 2006, en el que acordaron realizar esfuerzos para hallar las formas de satisfacer los requerimientos de viabilidad financiera de la Entidad Binacional Yacyretá.

Asimismo, en noviembre del mismo año, se logró un acuerdo a nivel técnico, en un documento que propone los instrumentos idóneos para resolver todos los asuntos económico-financieros del Tratado que se encuentran pendientes (modalidad de repago de la deuda contraída por Yacyretá con el Estado Argentino y los demás acreedores, pago de compensaciones a los países, integración de capital, tarifa, adquisición de la energía por los países). Este documento deberá ser refrendado por las autoridades de ambos gobiernos y sometidos a las aprobaciones correspondientes<sup>30</sup>.

Durante el año 2006, se dio también el primer paso hacia la finalización del Programa de Terminación de Yacyretá (PTY), al elevar a 78 msnm el eje Encarnación-Posadas. Una vez cumplidos los requisitos establecidos por ambos gobiernos en sus respectivos decretos, y los compromisos contractuales con el BID y el Banco Mundial (relacionados a actividades vinculadas con expropiaciones, obras, y aspectos sociales y

<sup>30</sup> Para mayor información ver sitio web de la EBY.

medio ambientales) se remitieron cartas a los bancos<sup>31</sup> en las que se los invitó a realizar una verificación del cumplimiento de los compromisos asumidos.

En 2007, los presidentes de Argentina y Paraguay, Nicolás Duarte Frutos y Néstor Kirchner, celebraron un acuerdo en el que se estableció reducir la deuda paraguaya de 12 mil millones de dólares, a casi la mitad: 6.200 millones. Sin embargo, la mayoría parlamentaria no permitió que el Congreso paraguayo aprobara la medida debido a la posición de estos sectores de revisar la legalidad de las deudas contraídas por gobiernos anteriores, toda vez que pesan acusaciones de corrupción y malversación de fondos. El actual presidente Fernando Lugo busca llevar adelante el acuerdo, con el objetivo de transparentar las deudas contraídas y lograr la aprobación del Parlamento de Paraguay.

El nuevo gobierno de Paraguay ha dado a conocer su interés por abrir la posibilidad de exportar a Uruguay energía de Yacyretá, cambiando así uno de los principios más importantes del Tratado. Esta modificación al Tratado ofrecería ventajas tanto a Uruguay como a Paraguay, ya que el primero podría pagar hasta un 50% menos por la energía que consume. A su vez, Paraguay recibiría mucho más de lo que recibe por el remanente de la cuota de energía que le vende a Argentina. Éste es, junto con las compensaciones por la deuda contraída, al igual que ocurre con Itaipú, uno de los reclamos más importantes del nuevo gobierno paraguayo.

El presidente Lugo, y la presidenta de Argentina, Cristina Fernández, se reunieron en agosto de 2008 reunieron con el objetivo de tratar diversos temas, entre ellos, los problemas ambientales y sociales de Yacyretá. En la reunión se acordó la conformación de una mesa de diálogo, para discutir los temas derivados del levantamiento de la cota, así como la finalización de los proyectos y de las obras incompletas en la ciudad de Encarnación<sup>32</sup>.

Un mes antes de dicho encuentro, a principios de julio, la hidroeléctrica había subido nuevamente el nivel del embalse a 78,5 msnm. El incremento de las aguas inundó zonas bajas en las ciudades paraguayas de Encarnación y Carmen de Posadas, Cuando en abril de 2006 se aumentó la cota de 76 a 78 msnm, se habían completado algunas obras. Sin embargo, al momento de subirlas a 78,5, las obras del lado paraguayo no estaban terminadas<sup>33</sup> (Ver Recuadro 13).

### RECUADRO 13 IMPACTOS DE LA MAYOR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE YACYRETÁ

El mes de octubre de 2008 fue, según la página oficial de la EBY, el mejor de la historia de la represa, generando 1.399.238 MWh. Con esa cifra, se superó en 21% el récord anterior de 2005. Este logro fue posible por el aumento de la cota que realizó Argentina en 70 cm. (de 77,8 a 78,5 msnm). Sin embargo, al mismo tiempo que se alcanzaba este récord, se inundaban las ciudades paraguayas de Encarnación y Carmen del Paraná, debido a las obras de contención que habían quedado inconclusas. Ello dio lugar a que el presidente Fernando Lugo reclamara la inmediata reducción del nivel de la cota y un precio más elevado de la energía. Por otro lado, Argentina defiende las Notas Reversales al Tratado, firmado en 2003, que autoriza a una suba de la cota para satisfacer las crecientes demandas energéticas.

Yacyretá pretende seguir subiendo hasta los 83 metros, altura con la que obtendría su mayor potencial energético, alcanzando el 20% del consumo argentino. El ascenso de Yacyretá de cota 76 a cota 83 msnm puede implicar la inundación de otras 55.000 hectáreas. El embalse a cota 76 msnm cubría ya más de 110.000 hectáreas.

Fuente: <http://www.diarioperfil.com.ar/edimp/0303/articulo.php?art=10457&ed=0303>.

Al respecto, hubo dos órdenes judiciales contrapuestas. Por un lado, el juez federal argentino de Posadas, autorizó a Yacyretá a mantener el nivel de la cota en 78,50 metros. El fallo concede a la hidroeléctrica “la prohibición de no innovar en el status quo fáctico y jurídico existente conforme al ritmo de

<sup>31</sup> Dichas cartas fueron firmadas por los Ministros de Obras Públicas y Comunicaciones de la República del Paraguay y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la República Argentina, y en ellas se les comunicó a los bancos dicha circunstancia.

<sup>32</sup> Esto ocurrió días después de que el recientemente designado director de la Entidad Binacional Yacyretá, ingeniero Carlos Cardozo, aseguró que las obras no debían avanzar sin antes solucionar los problemas sociales.

<sup>33</sup> Pablo Valenzuela, vocero de la organización paraguaya Sobrevivencia Amigos de la Tierra Paraguay.

programación del Plan de terminación de Yacyretá”. Al mismo tiempo un juez paraguayo de Encarnación dispuso que se baje la cota a 77,80 msnm.

Las autoridades paraguayas de la EBY sostienen que se debe bajar la cota que Argentina elevó para satisfacer su demanda energética y terminar antes las obras en Encarnación, y cualquier otra área afectada. Consideran que sólo de esta manera podrá concluirse lo pactado en el Plan de Terminación de Yacyretá.

A pesar de los fallos judiciales contrapuestos, la Empresa Binacional Yacyretá no redujo el nivel de embalse. El presidente Fernando Lugo, exigió bajar el embalse a cota 78 y anunció que tan pronto asumiera su cargo, castigaría con todo el peso de la ley a los responsables<sup>34</sup>.

Representantes del actual gobierno de Paraguay, han reivindicado la postura de su país al denunciar que el precio que paga Argentina por la energía se acerque al precio “de mercado”, en lugar de “un valor leonino para los intereses del pueblo paraguayo”<sup>35</sup>. El consumo paraguayo oscila entre un 2 y 5% del total producido por Yacyretá. El resto de la cuota paraguaya de la producción, que equivale al 50% del total de la producción de la binacional, se vende a Argentina por debajo del precio de mercado. Argentina sostiene que el precio de venta de la energía excedente paraguaya es de unos 30 dólares por megawatt/hora, mientras que Paraguay sostiene que el mismo ronda los 8 dólares. En cualquier caso, expertos coinciden en que el precio de mercado está entre los 80 y 100 dólares megawatt/hora.

Asimismo, el gobierno paraguayo insiste en revisar no sólo el precio por la energía, sino también el pago de la deuda contraída para la construcción de Yacyretá.

Ambos gobiernos reconocen que, en las circunstancias actuales, es necesario terminar Yacyretá para que su funcionamiento a plena capacidad permita ampliar la oferta de electricidad, ante una demanda que aumenta en forma permanente, en un marco de paralización de nuevas inversiones por parte del sector privado, lo que constituye un riesgo de serias limitaciones del abastecimiento nacional en el corto y mediano plazo. Desde el aspecto técnico, así se evitará que se prolongue la operación a cota reducida lo que puede originar daños en las unidades generadoras.

Sin embargo, es necesario que para que éste pueda concluirse y elevar la cota a 83 msnm en el eje Encarnación-Posadas, que fueron inicialmente proyectados, cumplir con la implementación de un programa integral que asigne especial prioridad a todas las obras y acciones destinadas a atender a la población que se vea afectada en ambas márgenes por la gradual inundación de territorio, así como también las orientadas a la mitigación del impacto ambiental que se origine. Es decir, se requiere la culminación de las obras complementarias en las localidades afectadas, que incluyen las terminaciones de las obras sanitarias, las obras viales, las defensas costeras, las expropiaciones remanentes en zonas marginales de la costa paraguaya y las canalizaciones de desagüe de afluentes secundarios a pie de presa.

## **B. Conflictos en el suministro de gas**

### **1. El caso de Bolivia con Argentina**

A raíz del decreto de nacionalización de sus hidrocarburos a principios de mayo de 2006, el gobierno boliviano renegoció los contratos de suministro y los precios del gas natural con los países vecinos, Argentina y Brasil, sus principales clientes en este rubro. El gobierno del presidente Evo Morales buscaba un incremento del precio del gas natural, que en aquel momento vendía a casi la mitad del valor en el que se cotizaba en los mercados internacionales. Paralelamente, coincidía con la aspiración argentina de aumentar la cantidad del suministro.

Con respecto a la elevación de la oferta de gas natural a Argentina, así como al objetivo de impulsar el consumo interno, algunos analistas anunciaron, en su momento, limitaciones para cumplir con dichas

<sup>34</sup> “Como consecuencia directa de la descabellada determinación (de subir la cota) se dejó expuesta a la población a severas amenazas para la salud”, declaró el presidente Lugo. Ese mismo día, el director por Paraguay de la EBY, Paul Sarubbi, quien había autorizado el aumento de la cota, renunció.

<sup>35</sup> Palabras del El actual vicepresidente de Paraguay, Federico Franco en octubre de 2008 en <http://www.abc.com.py/2008-10-13/articulos/459577/federico-franco-pide-precio-de-mercado-por-energia-de-yacyreta>.



iniciativas. Consideraron que los nuevos contratos con las compañías petroleras extranjeras que operaban en el país luego de la nacionalización, no comprometían a las empresas a realizar futuras inversiones, sino que se centraban más bien en aumentar los ingresos fiscales de Bolivia sobre la base de los volúmenes de petróleo y gas producidos, las tasas de recuperación de distintos yacimientos y las indemnizaciones a las empresas por los costes actuales y las inversiones pasadas. Todos los ingresos derivados de la venta de gas se depositarían en una cuenta en fideicomiso gestionada por YPF. En ese sentido, señalaban, “los nuevos acuerdos proporcionan un aumento de los ingresos a corto plazo para el Gobierno pero deja sin respuesta importantes cuestiones que deberán solventarse si se quieren asegurar suministros a Bolivia y sus vecinos más allá de los próximos cinco años”<sup>36</sup>.

En junio de 2006, los presidentes Evo Morales, de Bolivia y Néstor Kirchner, de Argentina, firmaron un convenio marco para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética, cuyo contrato fue firmado por las empresas estatales Energía Argentina SA (Enarsa) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), tres meses después. En él, Bolivia se compromete por 20 años a suministrarle a Argentina desde un nivel de 7,7 millones de metros cúbicos diarios hasta alcanzar progresivamente 27,7 millones de metros cúbicos diarios de gas a partir de 2010, de los cuales 20 millones serían inyectados en el futuro Gasoducto del Noreste Argentino (GNA)<sup>37</sup>. El gasoducto tendría casi 1.500 kilómetros de extensión con un costo aproximado de 1.800 millones de dólares. (Ver Recuadro 14).

#### **RECUADRO 14 CONTRATO DE SUMINISTRO DE GAS FIRMADO ENTRE BOLIVIA Y ARGENTINA EN 2006**

De acuerdo al contrato, se fijó el precio del gas en 5 dólares por cada millón de unidades térmicas británicas (BTU) hasta fin de año. Es el precio más alto que se cobra en Sudamérica. Para el 2007 se diseñará una fórmula que estará ligada a los precios del gas licuado de petróleo (GLP) y de la gasolina natural. Dicho precio significó una importante referencia para la región, al margen de servir de parámetro para la negociación con Brasil. Hasta ahora, Argentina compraba el gas a un precio de 3,53 dólares por millón de BTU. Entre el 15 de julio y el 31 de diciembre de este año pagará 5 dólares.

El acuerdo contiene un compromiso de Argentina a destinar el gas boliviano a su demanda interna. Acepta que el energético no podrá ser destinado a incrementar las autorizaciones de exportación de Argentina a terceros países sin el acuerdo de ambas partes, lo que puede afectar las ventas a Chile, Uruguay y Brasil.

Contempla, además, que las estatales Energía Argentina SA (Enarsa) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) trabajarán en forma conjunta en el desarrollo de proyectos energéticos bilaterales. El acuerdo contemplaría la construcción de una planta separadora de gases, su licuefacción y el desarrollo de tareas de aprovechamiento del gas licuado en la industria. El gobierno de Bolivia concibe el acuerdo como el más importante de la historia económica de esa nación<sup>a</sup>.

Fuente: [http://www.enarsa.com.ar/pdf/ENARSA\\_YPF.pdf](http://www.enarsa.com.ar/pdf/ENARSA_YPF.pdf) octubre de 2006.

<sup>a</sup> Palabras de Álvaro García Linera.

Los 27,7 Mm<sup>3</sup> diarios ofrecidos a Argentina equivalen casi a la totalidad que Brasil importa de Bolivia. Según un nuevo informe de Cambridge Energy Research Associates (CERA), “la competencia entre Argentina y Brasil por los escasos recursos bolivianos a corto y medio plazo podría poner a Bolivia en mejor situación de exigir ajustes de precios, puesto que no será capaz de suministrar todo el volumen previsto en ninguno de los contratos de exportación, al menos hasta 2010. (...) Este período coincide lamentablemente con una época de difíciles condiciones del mercado de la energía en Chile, Brasil y Argentina, que ya están obligando a esos Gobiernos a recurrir a combustibles más caros, importaciones de GNL y medidas de gestión de la demanda”<sup>38</sup>.

“Para responder a esas incertidumbres, Brasil está planeando construir dos terminales de GNL para importar 20 Mm<sup>3</sup> diarios en 2008-2009, y acelerando la explotación de los amplios descubrimientos de gas y petróleo de la cuenca de Santos...Chile está construyendo actualmente una planta de regasificación de 400 millones de dólares para la importación de GNL, y ha expresado interés en comprar gas boliviano. Sin

<sup>36</sup> Para mayor información, ver Gas en Bolivia: conflictos y contratos (ARI) Norman Gall ARI N° 130/2006 (Traducido del inglés).

<sup>37</sup> Según el vicepresidente Álvaro García Linera, Morales y Kirchner llegaron a ese acuerdo porque Argentina se comprometió a invertir en Bolivia para garantizar la producción de gas si las petroleras no lo hacían.

<sup>38</sup> Gall, Norman, (2006) “Gas en Bolivia: conflictos y contratos” en Análisis del Real Instituto El Cano (ARI) N° 103, Real Instituto Elcano, Madrid.

embargo, el ministro de Asuntos Exteriores de Bolivia, David Choquehuanca, dijo que “primero urge resolver el problema marítimo”<sup>39</sup>.

Un año y medio después de la firma del Acuerdo entre Bolivia y Argentina, en febrero de 2008, el gobierno boliviano solicitó su renegociación, debido a la imposibilidad de hacer frente a los compromisos de suministro de gas natural asumidos con Argentina. En 2011 no podría contar con los 27,7 millones de metros cúbicos diarios del combustible que se comprometió a exportar a partir de ese año, debido a la falta de inversiones en el sector<sup>40</sup>. Asimismo, reconocieron que iba a ser “muy difícil” que Bolivia pudiera enviar durante el próximo invierno (de junio a agosto de 2008) los 4,5 millones de metros cúbicos diarios de gas que Argentina requería. Entonces, pusieron de manifiesto la necesidad de postergar hasta 2012 o mediados de 2013 el envío de los volúmenes de gas prometidos a Argentina para 2011.

Las autoridades bolivianas esperaban para dicho año un flujo récord de inversiones para su industria de hidrocarburos, que evitarían esas incertidumbres en 2009. Éstas superarían los 1.200 millones de dólares para la gestión 2008. Esa suma sería invertida entre las 12 empresas petroleras extranjeras que operan en el país y la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)<sup>41</sup>.

En aquel momento, Bolivia enviaba entre 27 y 30 millones de metros cúbicos diarios de gas a Brasil y el acuerdo vigente con Argentina contemplaba la exportación de hasta 7,7 millones de metros cúbicos por día. Sin embargo, el flujo se limitaba a 2,7 millones, un tercio de los 7,7 millones contratados para este año. Bolivia produce entre 38 y 43 millones de metros cúbicos diarios de gas, de los que vende 31 millones a Brasil, entre 6 y 7 millones a su mercado interno, y el resto a la Argentina. Estas restricciones dieron lugar a que Argentina no pudiera cumplir con las exportaciones de energía a Chile y Uruguay.

Para dar solución al problema, los presidentes de Bolivia, de Argentina, Cristina Fernández, y Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, se reunieron en Buenos Aires pero no llegaron a ningún acuerdo para solucionar los problemas en el reparto del gas boliviano. Brasil mantuvo su posición de no ceder a Argentina parte del gas boliviano que recibe, pero consideró la posibilidad de enviar electricidad a Argentina para ayudarle a atender la demanda de la época invernal.

Si bien no se llegó a ningún acuerdo, formaron un grupo de trabajo que evaluaría cómo dividir el suministro entre Argentina y Brasil para evitar un abastecimiento durante el invierno austral. En un breve comunicado oficial, la presidencia argentina detalló que el grupo de trabajo buscaría “las mejores alternativas para el crecimiento de la producción y de las infraestructuras de cada uno”, pero la consecución de ese objetivo seguirá “el principio de solidaridad energética regional...El grupo coordinador analizará de manera permanente la evolución de las respectivas demandas de energía coordinando las medidas que resulten oportunas y pertinentes”, agregó el comunicado.

Posteriormente, los gobiernos de Bolivia y Argentina alcanzaron otro acuerdo, para que la exportación alcance un promedio de 4,6 millones de metros cúbicos. En aquél momento, Argentina pagaba por el gas boliviano cerca de 6 dólares por millón de Unidades Térmicas Británicas (BTU), precio que posteriormente se incrementó debido a la variación en el costo de los hidrocarburos a nivel internacional.

Meses más tarde, en septiembre de 2008, una huelga de cinco regiones<sup>42</sup> la ocupación por la fuerza un gasoducto y bloqueos de carreteras a ambas naciones, dio lugar a la suspensión temporal de gas natural a Argentina y Brasil. Estos sectores exigían al gobierno la devolución de alrededor de 160 millones de dólares, correspondientes a un impuesto a los hidrocarburos que el gobierno traspasó a una renta universal –denominada “renta de la dignidad”– para mayores de 60 años. Las prefecturas opositoras las reclamaban para financiar sus autonomías y, además, rechazaban la nueva Constitución impulsada por el oficialismo, que da más poder a los indígenas y consagra la nacionalización de los recursos naturales.

Ante esa situación, el gobierno se vio obligado a tomar la decisión de militarizar todo el sistema de transporte de gas para garantizar el abastecimiento del mercado interno y externo. Las protestas dieron lugar

<sup>39</sup> Ibid 38.

<sup>40</sup> Según Villegas, director de YPFB, el actual déficit boliviano se superará en tres años sólo si las petroleras Total, Repsol YPF y Petrobras perforan nuevos pozos en los megacampos de Itaú, Margarita, Huacaya y San Alberto.

<sup>41</sup> Declaraciones del vice-presidente Álvaro García Linera.

<sup>42</sup> Los gobiernos de Las regiones de Beni, Chuquisaca, Pando, Santa Cruz y Tarija, se mantuvieron en protesta varias semanas, amenazaron con interrumpir el suministro de gas natural a Argentina y Brasil por tiempo indefinido, y se produjeron enfrentamientos que produjeron la muerte de ciudadanos bolivianos.

a una situación de caos y violencia que determino que la Unión de Naciones Sudamericanas (UNASUR) convocara de urgencia a una reunión presidencial en Santiago de Chile, la cual conformó una comisión de investigación de los hechos y concluyó un informe que respaldó al gobierno.

En abril de 2009, Bolivia ha manifestado que espera poder subir la exportación de gas a Argentina desde los actuales dos millones de metros cúbicos diarios a un mínimo de cuatro millones. Los precios del gas boliviano exportado a Argentina han bajado desde los 7,8 dólares por millón de BTU (unidad térmica británica) de principios de año hasta situarse en 4,6 dólares por millón de BTU, lo que implica una baja superior al 50 por ciento respecto de los precios pagados en el invierno del año pasado.

La empresa boliviana YPFB ha logrado acuerdos con 13 petroleras<sup>43</sup> para incrementar la producción de gas natural a 44,68 millones de metros cúbicos diarios (mcd) hasta fin de año. De esta forma, se aumentaría la producción de gas natural y líquidos para el mercado interno y externo este año en 3,68 millones de mcd, desde los 41 millones actuales a 44,68 millones hasta diciembre. Parte de las inversiones serán realizadas por una sociedad entre YPFB y las compañías trasnacionales en el marco de las políticas de nacionalización del sector aplicadas en Bolivia desde 2006.

Asimismo, el gobierno boliviano ha aprobado un decreto que obliga a las petroleras extranjeras en el país, a contratar de forma preferente los servicios del grupo estatal YPFB, ya sea en servicios o en cualquier actividad relacionada con todas las áreas de la cadena productiva<sup>44</sup>.

Paralelamente, a principios de abril representantes del área energética de Argentina y Bolivia han retomado las conversaciones a nivel técnico para avanzar en la redefinición de los proyectos en materia gasífera. El tema más importante es la posibilidad de activar el tendido del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), postergado a la espera de que Bolivia garantice la provisión de los volúmenes de gas que justifiquen la obra. En los últimos meses, el proyecto original del gasoducto fue redefinido en su trazado, extensión y diámetro por la Secretaría de Energía, por lo que se redujo el volumen de gas requerido<sup>45</sup>.

YPFB se comprometió a proveer a la Argentina un volumen de hasta 6,5 millones de metros cúbicos diarios durante el invierno, lo que significa una mejora respecto de lo suministrado en los últimos dos años, a pesar de la existencia de un convenio por el cual Argentina pretendía comprar hasta 7,7 millones de metros cúbicos diarios. La garantía de un mayor suministro se explica en que Brasil, el otro comprador de gas boliviano, está requiriendo menos de los 30 millones de metros cúbicos diarios contratados, antes que por un incremento de la producción de gas. Este hecho, como se verá en el siguiente capítulo, se debe al sistema de indexación trimestral de las tarifas de gas procedentes de Bolivia, que durante un período fueron superiores a los precios en el mercado internacional, lo que dio lugar a que Brasil optara por importarlo de otras regiones.

Ante estas dificultades, y toda vez que el acuerdo firmado en 2006 por las empresas estatales de ambos países, los presidentes de Argentina, Cristina Fernández, y de Bolivia, Evo Morales, firmarán en enero de 2010 un nuevo acuerdo para la provisión de gas y abrirán la licitación para la construcción de un nuevo gasoducto entre ambos países. En él, se tiene previsto un cronograma que permita adecuar los volúmenes de gas enviados a la Argentina de acuerdo a la producción de Bolivia, para alcanzar de manera progresiva los 27,7 millones de metros cúbicos/día en los próximos años. La provisión de nuevos volúmenes de gas a Argentina se hará a partir de 2011 y no desde 2010, como se tenía previsto inicialmente.

## 2. El caso de Bolivia con Brasil

Un año después de que Bolivia nacionalizara sus hidrocarburos y conminara a las empresas que operaban en el sector a firmar nuevos contratos renegociados con mayores concesiones para el Estado en un plazo de 180 días, el gobierno de Bolivia firmó con el de Brasil, un contrato de compra y venta de gas que estará vigente

<sup>43</sup> Las empresas con las que se suscribieron acuerdos son Petrobrás Bolivia, Repsol YPF, YPFB-Andina, YPFB-Chaco, BG Bolivia, Total E&P, Petrobras Energía, Mapetrol, Orca, Canadian, Plus Petrol, Vintage y Don Wong.

<sup>44</sup> El decreto supremo fue aprobado en el Consejo de Ministros del Gobierno de Evo Morales el pasado 29 de mayo y ha entrado en vigor tras su publicación en la Gaceta Oficial del país.

<sup>45</sup> La construcción del gasoducto, que se extenderá en 100 kilómetros en Tarija y 1.500 en territorio argentino, debió comenzar en octubre de 2008. Desde la firma del acuerdo para la construcción, el 29 de junio de 2006, no se instaló ni un caño en el diseño del gasoducto. El GNEA contará con 11 estaciones compresoras en el gasoducto troncal. En el lado boliviano, el ducto nacerá en el lugar donde esté ubicada la planta de separación de líquidos en Tarija. Continuará en Madrejones, Yacuiba, a la frontera con Argentina. Pasará a las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes, Entre Ríos y Santa Fe.

hasta el año 2019<sup>46</sup>. Dicho acuerdo, que tuvo lugar en mayo de 2007, logró conciliar posiciones divergentes entre los intereses de Bolivia y de Brasil y, según funcionarios de Petrobrás, le permitiría a la empresa "una rentabilidad atractiva, muy elevada ante las bajas inversiones" requeridas en los dos yacimientos donde extrae gas natural y en tres áreas en exploración<sup>47</sup>.

Como resultado de las medidas adoptadas en mayo de 2006, el acuerdo refleja un cambio en las relaciones de Petrobras en el país, toda vez que los hidrocarburos pasaron a ser propiedad del Estado boliviano. En el acuerdo se establece que Petrobras seguirá siendo responsable de las operaciones en los campos de San Alberto y San Antonio, en el sudeste boliviano, de donde se extrae la mayor parte del gas natural exportado a Brasil. Sin embargo, el hidrocarburo extraído será entregado a la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB), que se encargará de su transporte y comercialización. Según el Presidente de Petrobrás, José Sergio Gabrielli, la empresa no permanecerá en Bolivia como simple prestadora de servicios, sino que firmó "un contrato de producción compartida", asumiendo riesgos y a cambio de utilidades variables, según los precios del gas natural y los costos operativos en el futuro (Ver Recuadro 15).

#### **RECUADRO 15 ASPECTOS DEL ACUERDO ENTRE BOLIVIA Y BRASIL DESPUÉS DE LA NACIONALIZACIÓN**

Del valor logrado por la venta, la mitad la retendrá YPFB a título de derechos e impuestos sobre los hidrocarburos. De la otra mitad, una primera parte se destinará a reembolsar a Petrobras por los costos de operación y depreciación de los equipos empleados, y el resto se repartirá entre las dos empresas como utilidades, según criterios determinados por precios logrados, volumen de producción, tributación y otros datos.

De esta forma, Petrobras solo recibirá del valor de los hidrocarburos a la salida de los yacimientos lo correspondiente a sus costos más la participación en la rentabilidad. A partir de las privatizaciones bolivianas de 1996, la empresa era propietaria de todo el producto y recibía todo el pago por su venta, destinando 18 por ciento a impuestos al gobierno boliviano, que pasaron a ser de 50 por ciento el año pasado con la nueva Ley de Hidrocarburos.

La empresa brasileña perderá, por tanto, parte de la rentabilidad y parte del poder de decisión.

Pero el acuerdo asegura a Petrobras la "garantía de operación" de los principales campos que suministran gas natural a Brasil, el mantenimiento de su "posición estratégica" en Bolivia y una rentabilidad económica que puede variar de año a año, según la coyuntura del mercado, pero que será de "15 por ciento como mínimo" en términos globales en los 30 años de vigencia del contrato.

Asimismo, Petrobras podrá seguir explorando y produciendo hidrocarburos en Bolivia aun en la hipótesis, improbable, de que no sean destinados a Brasil, sino a otros mercados.

En relación a las inversiones en exploración y producción, los equipos y otros bienes siguen en propiedad de Petrobras hasta finalizar los 30 años del contrato, cuando serán transferidos a YPFB. Nuevos equipos que sean adquiridos para mantener las operaciones pasarán a la empresa boliviana luego de ser amortizados.

El acuerdo no establece el compromiso de ninguna nueva inversión de Petrobras en otros proyectos, sólo lo necesario a la operación de los campos donde ya actúa.

Fuente: Síntesis de Osava, Mario. BOLIVIA-BRASIL: Precio del gas sigue pendiente de negociación, IPS Rio de Janeiro, 31 de octubre de 2006.

Las demandas de Bolivia a Brasil, fueron un factor que dio lugar a que en el Plan Estratégico 2020 y Plan de Negocios 2008-2012 de Brasil, Petrobras diera señales muy claras de que no prevé, por lo menos en el corto plazo, incrementar sus compras de gas a Bolivia por encima de los 30 millones de metros cúbicos día, cifra equivalente a la utilización a pleno del gasoducto Gasbol que opera Transredes. Se consideró que para un incremento de la demanda diaria de 153%, sólo un 9,9% provendría del gas boliviano, mientras que el desarrollo de las propias reservas y el GNL aportaría 52 y 38%, respectivamente. (Kozulj, 2008) (Ver Cuadro 1).

<sup>46</sup> En su momento, se trató de un contrato provisional que ambos países procederían a negociar definitivamente el 31 de julio. Sin embargo, éste contrato permanece vigente.

<sup>47</sup> Declaraciones de Juan José Gabrielli, Presidente de Petrobrás, IPS Rio de Janeiro, 31 de octubre de 2006.

**CUADRO 1**  
**ESTRUCTURA DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA 2006-2012 PREVISTA**  
**POR PETROBRÁS-PLAN ESTRATÉGICO 2020**

Fuentes de abastecimiento	Oferta 2006 %	Oferta 2012 %	Incremento 2006-2012 %
Bolivia (Estado Plurinacional de)	41,5	22,4	9,9
Exploración y Producción	58,5	54,4	51,7
GNL	0,0	23,2	38,4
Total	100,0	100,0	100,0
Base cantidades 2006=100	100,0	252,8	152,8

Fuente: Tomado de Kozulj, Roberto "Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur", División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, febrero de 2008, CEPAL.

En abril de 2007, cuando se produjeron amenazas de desabastecimiento como consecuencia de las manifestaciones de protesta de algunas regiones del país<sup>48</sup>, las autoridades brasileñas manifestaron que negociarían gas, dondequiera que éste estuviera disponible. Podía ser Qatar, Trinidad y Tobago, Nigeria o Argelia<sup>49</sup>.

La intención de diversificar las fuentes y de importar gas de otros países, ya había sido manifestada anteriormente. Al respecto, el gobierno aprobó la construcción de dos plantas de regasificación de gas (para transformar al gas importado en forma líquida desde otros países). Ambas plantas, una en Río de Janeiro, que empezó a funcionar en 2009, y la otra en el estado de Ceará, en el nordeste del país, en funcionamiento desde 2008, tendrán capacidad para transformar alrededor de 20 millones de metros cúbicos de gas<sup>50</sup> (Ver Recuadro 16).

**RECUADRO 16**  
**COMPRAS DE GAS NATURAL LICUADO POR PETROBRAS**

La petrolera estatal brasileña Petrobras anunció dos acuerdos para la compra de gas natural licuado (GNL) de la británica BG Group, con los que reducirá su dependencia de las importaciones de Bolivia.

El primer acuerdo establece la entrega de cargas en la terminal de compresión de gas que Petrobras está construyendo en el puerto de la localidad de Pecém, en el estado nororiental de Ceará, y será importado de la planta de BG en Singapur.

El segundo acuerdo prevé la entrega de cargas de GNL con flexibilidad para que Petrobras defina si el destino será Pecém o la nueva terminal de compresión que está construyendo en la bahía de Guanabara, en la ciudad de Río de Janeiro, y que estará operativo a partir de octubre.

El volumen de este segundo acuerdo será fijado de forma flexible, dependiendo de la demanda interna de Brasil.

El pasado marzo, la petrolera firmó otro acuerdo de suministro con la anglo-holandesa Shell, del que tampoco se detallaron volúmenes precisos. La estrategia a mediano plazo de Petrobras apunta a importar unos 20 millones de metros cúbicos diarios de GNL para complementar la demanda interna.

Fuente: Infolatam Río de Janeiro, 2 de junio de 2008.

En el contexto de la crisis con Bolivia, Brasil creó el Plan de Anticipación de la Producción de Gas Natural (Plangas), que fijó como prioridad el descubrimiento de yacimientos de gas natural "porque no podíamos tener una matriz energética importante dependiente de otro país"<sup>51</sup>.

A pesar de estas decisiones, el presidente brasileño ha garantizado que cumplirá los contratos de compra de gas a Bolivia van hasta el 2019. "Vamos a continuar comprando el gas que nos comprometimos.

<sup>48</sup> Ver capítulo anterior.

<sup>49</sup> Declaraciones del ministro brasileño de Minas y Energía, Silas Rondeau, EFECOM, 20 de abril de 2007.

<sup>50</sup> El presidente Lula ha manifestado que el terminal de gas licuado que inauguró en Río de Janeiro, el cual opera en un navío construido en Singapur, es un paso más hacia la autosuficiencia brasileña en su abastecimiento de gas. Fuente: AFP, 18 de marzo de 2009.

<sup>51</sup> "Lula garantiza que Brasil cumplirá los contratos de compra de gas a Bolivia", Agencia EFE, 23 de marzo de 2009.

Pero queremos tener mayor capacidad de oferta para el pueblo brasileño...Al mismo tiempo en que comprendí las necesidades de Bolivia (al nacionalizar sus hidrocarburos), también como brasileño y como presidente, sabía que Brasil no podía estar sometido a la presión de un proveedor de gas"<sup>52</sup>.

El presidente considera, asimismo, que el gas funciona como una reserva en materia de generación eléctrica, de manera que se pueden activar las centrales térmicas cuando las plantas hidroeléctricas bajan de nivel. "Puedo garantizar que no vamos a tener más apagones en Brasil como los que tuvimos en 2001", aseguró el mandatario, quien atribuyó los apagones de ese año a la falta de inversiones en el sector eléctrico<sup>53</sup>.

Estas decisiones fueron tomadas en un contexto de demandas del gobierno boliviano por el pago de mayores precios por el gas exportado a Brasil, las mismas que tenían lugar luego de haberse logrado un acuerdo de incremento de precios de las tarifas que Argentina paga a Bolivia.

En febrero de 2007, los presidentes de Bolivia, Evo Morales y de Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, arreglaron parte de las diferencias entre ambos países por el precio del gas natural, al haber aceptado el gobierno brasileño modificar el contrato del gasoducto de Cuiabá, para conceder un incremento similar al que paga Petrobrás por el hidrocarburo que llega a Sao Paulo.

Se acordó entonces, que la empresa Pantanal Energía, subsidiaria de la petrolera Shell, debería pagar 4,20 dólares por millón de unidades termales británicas (BTU), es decir 2,3 dólares más de lo que abonaba desde el 2001 por las partidas destinadas a las usinas del Mato Grosso, especialmente la termoeléctrica Gobernador Mario Covas, en la ciudad de Cuiabá<sup>54</sup>.

Para las autoridades bolivianas "era la primera vez que se lograba un incremento de esta dimensión en el precio de comercialización de gas natural con Brasil"<sup>55</sup>. Las autoridades brasileñas reconocieron también que el valor del gas en Cuiabá era "injusto" para Bolivia y destacaron que se trataba de "un problema inmediato" que debía ser corregido<sup>56</sup>.

El gobierno de Bolivia intentó posteriormente que Petrobrás pagara cinco dólares por el hidrocarburo que se exporta a Sao Paulo, cuya industria depende casi exclusivamente de esa fuente de energía, y hacia donde se dirigen 26 millones de metros cúbicos, entonces a un costo de 4,32 dólares el millón de BTU, un dólar por debajo del precio que demandaba Bolivia. Sin embargo, los directivos de la empresa rechazaron cualquier tipo de aumento y exigieron que se respetara la fórmula de reajuste prevista en el contrato entre ambos países, vigente por los próximos doce años. La mayor parte de las exportaciones de gas de Bolivia a Brasil se realiza a través de un contrato denominado Gas Sales Agreement que se ajusta de modo trimestral, rezagado, de acuerdo al precio de tres variedades de fueloil.

Las negociaciones se han mantenido estancadas en lo referido al tema de precios. Luego de producida la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia, en mayo de 2006, el precio del gas se incrementó significativamente. Sin embargo, toda vez que los reajustes tarifarios del gas tienen un retraso de tres meses, se produjo un desfase en los precios del gas boliviano con respecto a los internacionales, como consecuencia de la drástica caída de los precios del petróleo desde mediados de 2008.

Desde enero de 2009, la compra del gas boliviano empezó a resultar más cara para Brasil y el gobierno optó por reducir su demanda desde un nivel de 30 millones de metros cúbicos, que habitualmente importaba, a un promedio de 18 a 20 millones<sup>57</sup>. El descenso en un tercio de las importaciones de gas brasileño afecta directamente la producción de productos refinados como gasolina,

---

<sup>52</sup> Ibid 53.

<sup>53</sup> Declaraciones del Presidente de Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, en MERCOSUR Noticias, 19 de marzo de 2009

<sup>54</sup> Bolivia, que exporta alrededor de 1,2 millones de metros cúbicos de gas por día a esa región.

<sup>55</sup> Declaraciones del ministro de Hidrocarburos de Bolivia, Carlos Villegas, tras calificar de "excelente" el clima de la reunión entre Evo Morales y Lula da Silva en el Palacio de Planalto. Publicado en APM, 14 de febrero de 2007.

<sup>56</sup> Declaraciones del asesor especial de Asuntos Internacionales de la Presidencia, Marco Aurelio García, como el canciller Celso Amorim, publicadas en APM, 14 de febrero de 2007.

<sup>57</sup> En abril, los envíos a ese país fueron de 20,97 millones de metros cúbicos.

gasóleo (diesel) y GLP (gas licuado de uso doméstico), y puede conllevar la necesidad de importar gasolina, gasóleo y gas doméstico<sup>58</sup>.

Según Petrobrás, la cuota mínima mensual está fijada en un promedio diario de 19,25 millones de metros cúbicos, y una promedio anual en 24,06 millones de metros cúbicos. Si no se completa ese rango, la diferencia se paga igualmente. Es decir, el contrato le permite a Brasil no adquirir los 30 millones de metros cúbicos hasta los límites mencionados (Ver Recuadro 17).

#### **RECUADRO 17 ANTECEDENTES DEL CONTRATO DE COMPRA-VENTA DE GAS NATURAL ENTRE YPFB Y PETROBRÁS DE 1996**

En la década de los 90, Brasil empezó a buscar más fuentes de energía para ampliarse al mercado regional y satisfacer su economía. Esta búsqueda comenzó en Argentina donde en agosto de 1991, se intentó comprar reservas de gas natural para abastecer el mercado. En aquel momento, Bolivia estaba al límite de finalizar su contrato de exportación de gas a Argentina que estaba vigente desde 1972, dado que éste país ya no necesitaba el gas boliviano y el contrato expiraba en mayo de 1992. Al acabarse ese mercado para Bolivia, el país corría el riesgo de tener un problema financiero, y más aun, el riesgo de quedar desabastecido de combustibles líquidos ya que el petróleo condensado para las refinerías era producido simultáneamente con el gas natural.

En ese escenario, el gobierno boliviano a través de su empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), se reunió con Petrobras para que fuese Bolivia quien suministrara gas a Brasil. Bolivia entonces no podía garantizar el suministro por mucho tiempo ni en grandes volúmenes por las escasas reservas probadas que contaba a esa fecha. La solución consistió en que si Brasil garantizaba el mercado, Bolivia permitiría la suscripción de contratos de acuerdo a ley, para explorar, encontrar nuevas reservas de gas y garantizar el suministro.

Así, la firma del "Contrato de Compra-Venta de Gas Natural" entre YPFB y Petrobras de Bolivia y Brasil, respectivamente, en 1996, que dio paso a la licitación y construcción del gasoducto ese mismo año por la empresa brasileña. Bolivia se comprometió a exportar hasta 30 millones de metros cúbicos diarios (MMCD) a Brasil.

Fuente: Tomado de: Mercados Energéticos Evaluación de dos interconexiones energéticas en América: Colombia-Ecuador y Bolivia-Brasil. Pontificia Universidad Católica IEN-3320.

La medida se hizo efectiva porque el país vecino comenzó a abastecerse de fuentes hidroeléctricas y de combustibles más baratos, como el gas natural licuado (GNL). El GNL cuenta con fuentes alternativas de suministro que han ocasionado que, a principios de este año, el precio del gas natural disminuyera en el mercado internacional a 3,80 dólares el millón de unidades térmicas británicas (BTU)<sup>59</sup>. "Brasil le compra actualmente a Bolivia el gas a un precio de 4,34 dólares el millón de BTU, si le ofrecen LNG más barato porque hay una elevada oferta de este energético, no dudará en comprarlo"<sup>60</sup>.

En ese escenario Bolivia anunció que planeaba expandir sus mercados de exportación de gas a Uruguay y Paraguay, ampliar las cantidades que envía a Argentina y Brasil y no descartó el envío de gas a Chile en el futuro dentro de la estrategia de diversificación de mercados "en la medida en que se genere un escenario favorable en la agenda" de 13 puntos que acordaron los presidentes de ambos países<sup>61</sup>.

Sin embargo, debido a la sequía y a la estación invernal, desde mayo del presente año, Bolivia incrementó al máximo la exportación de gas al Brasil. Asimismo, el precio de exportación del gas bajó cerca de un 20%, toda vez que en la actualidad los precios del petróleo vienen registrando desde mediados de 2008, su menor nivel en muchos meses. En ese sentido, deja de ser rentable la compra de GNL. Según el Banco Central de Bolivia, los ingresos del país por la exportación de gas natural a los mercados de Argentina y Brasil caerán entre 1.000 y 1.200 millones de dólares este año, un tercio frente de la cifra reportada en 2008.

<sup>58</sup> Declaraciones del presidente de la estatal petrolera YPFB, Carlos Villegas en "Brasil reduce compra de gas boliviano, Bolivia debe importar combustibles" Agencia EFE, 20 de marzo de 2009.

<sup>59</sup> A principios de enero, Brasil cerró casi todas las plantas termoeléctricas, que en su mayoría utilizan combustible proveniente de las exportaciones bolivianas. Los megavatios que dejaron de suministrar las plantas que fueron apagadas, serían cubiertos por la capacidad generadora de las usinas hidroeléctricas gracias al aumento de las precipitaciones en el país.

<sup>60</sup> Declaraciones del analista en hidrocarburos Hugo del Granado, publicadas en La Prensa, Buenos Aires, 2 de junio de 2009

<sup>61</sup> Declaraciones del ministro de Planificación, Carlos Villegas. Infolatam La Paz, 11 de enero de 2009

### 3. El caso de Argentina con Chile

Las reformas económicas y la privatización en el sector energético durante la década de los noventa, impulsaron en Argentina la construcción de gasoductos de exportación de gas, dirigidos especialmente a Chile, aunque también a Brasil y Uruguay. Esta construcción estuvo promovida por empresas privadas productoras de gas en Argentina, así como por empresas generadoras eléctricas.

Como Argentina tenía excedentes en reservas de gas, Chile optó por diseñar una estrategia de expansión del parque de generación eléctrica en base a ciclos combinados, lo cual dio lugar a una rápida diversificación de la matriz energética. El uso del gas penetró en el sector industrial, residencia, comercial y vehicular.

La exportación del gas desde Argentina a Chile fue facilitada por la construcción de siete gasoductos localizados en tres cuencas (Noreste, Neuquén y Austral) (Ver Recuadro 18).

**RECUADRO 18**  
**GASODUCTOS ENTRE ARGENTINA Y CHILE**

Norandino Salta - Región II	(1999 / 7,1 MMm3/día)
Gas Atacama: Salta - Región II	(1999 / 8,5 MMm3/día)
Gas Andes: Mendoza-RM	(1997 / 9 MMm3/día)
Gas Pacífico: Cullen- Región VIII	(1999 / 9,7 MMm3/día)
Bandurria: Tierra del Fuego	(1996 / 2 MMm3/día)
Condor- Posesión: Región XII	(2 MMm3/día)
Dungenes – Dau 2: Región XII	(2,8 MMm3/día)

Fuente: Presentación de Karen Poniachik, Ministra de Minería y Energía Cámara de Diputados, 19 de julio de 2006.

Los instrumentos legales que permitieron el flujo del gas entre ambos países, así como su comercialización, datan de la firma del Acuerdo de Complementación Económica (ACE N° 16) de 1991, en el marco del cual se firmaron varios protocolos específicos de suministro de gas e hidrocarburos desde la Argentina. Asimismo, el Protocolo Adicional N° 15 sobre “Normas que Regulan la Interconexión Gasífera y el Suministro de Gas Natural”, suscrito en julio de 1995, absorbió protocolos anteriores y liberalizó el comercio de gas entre ambos países, sobre la base de reservas y disponibilidad y en la medida que no se comprometa al abastecimiento interno al momento del otorgamiento de los permisos y autorizaciones. En el marco de estos acuerdos, se otorgaron 25 autorizaciones por 34 millones de m<sup>3</sup>/día, aproximadamente<sup>62</sup>.

La construcción de estos gasoductos permitió la exportación de un flujo regular de gas que alcanzó un nivel de hasta 25 millones de metros cúbicos diarios, en las tres cuencas, aunque la cifra fue muy variable.

Sin embargo, este proceso de suministro de gas de Argentina a Chile se vio interrumpido. En enero de 2002 se promulgó, en Argentina, la Ley de Emergencia Económica, que dio lugar a la devaluación del tipo de cambio y pesificación de la economía. En el sector energético tuvo lugar un congelamiento de precios y tarifas internas, que muy posteriormente, de forma gradual y segmentada, fue recuperándose levemente. Ello dio lugar a que los precios internos registraran niveles equivalentes a un tercio de los del mercado de exportación.

El incremento del consumo interno de gas en Argentina –dados los precios artificialmente bajos del gas, la recuperación económica que registró el país, y la falta de inversiones en el sector energético<sup>63</sup>– dieron lugar a que las autoridades de Argentina, impidieran que las empresas exportadores y transportadoras

<sup>62</sup> Es importante destacar que existen diferentes tipos de contratos y autorizaciones, algunos firmes y otros interrumpibles. Algunas de las autorizaciones de exportación tienen vigencia hasta el año 2020.

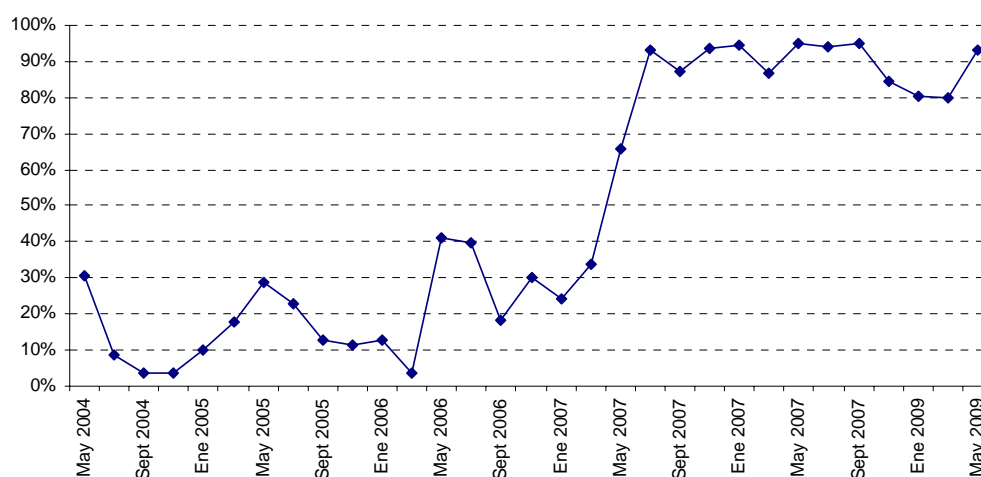
<sup>63</sup> La falta de inversiones no sólo fue consecuencia de la pesificación, que las desincentivó, sino a la poca inversión en exploración que hubo en el sector desde la privatización de los hidrocarburos a mediados de los noventa.



cumplieran sus compromisos de suministro de gas. El gobierno argentino otorgó prioridad al consumo interno, aun existiendo permisos de exportación vigentes otorgados por la autoridad y contratos entre privados amparados por leyes nacionales y protocolos internacionales.

Es en este contexto, que a partir de marzo de 2004<sup>64</sup> empiezan las restricciones a las exportaciones de gas a Chile, al establecerse nuevos mecanismos para fijar límites diarios a las exportaciones, según las necesidades del mercado interno argentino. Los gasoductos entre Argentina y Chile operaron a niveles mínimos por momentos, y vuelven a operar con mayores volúmenes cuando se dispone de gas. El comportamiento es muy errático. (Ver Gráfico) Las pérdidas por estas interrupciones las han asumido las empresas y, finalmente los clientes, toda vez que el precio es libre.

**GRÁFICO 7**  
**RESTRICCIONES DE GAS DESDE ARGENTINA A CHILE**  
(En porcentajes respecto de requerimientos normales)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile.

Asimismo, se creó un Grupo de Trabajo Bilateral Ad Hoc, entre las autoridades sectoriales de Chile y Argentina, en abril de 2004, que sesionó regularmente hasta principios del 2006. Durante este período, se establecieron varios impuestos a la exportación del gas natural.

En abril de 2004, los presidentes de Bolivia, Carlos Mesa, y Néstor Kirchner, de Argentina, acordaron que las exportaciones de gas natural desde Argentina a un tercer país desde su zona norte, no podrían superar el promedio de los flujos observados durante los noventa días previos al mercado. Dos años después, en junio de 2006, los presidentes Kirchner y Evo Morales de Bolivia, acordaron que las exportaciones de gas natural desde Argentina a un tercer país en todo su territorio, no podrían superar los volúmenes autorizados en aquel momento.

A raíz del incremento de los precios de gas, en 2006, que exporta Bolivia a Argentina, este país optó por traspasar el aumento de precios del gas a las exportaciones dirigidas a Chile, Uruguay y Brasil, vía retención o impuestos<sup>65</sup>. En aquel momento, en promedio, los importadores chilenos pagaban alrededor de 2,5 a 2,8 dólares por millón de BTU en frontera, precio fijado en los contratos<sup>66</sup>.

<sup>64</sup> Resolución 265 y Disposición 27, SE.

<sup>65</sup> Este no afectaría a las exportaciones procedentes de Tierra del Fuego (entonces, 3,4 millones de m<sup>3</sup>/día)

<sup>66</sup> Entonces, el precio en frontera se descomponía en: precio del gas en boca de pozo, impuesto del 20%, pago de fideicomiso, cuando correspondía y transporte hasta la frontera.

Los efectos derivados del corte de suministro de gas de Argentina a Chile han sido variables en volumen dependiendo de la estacionalidad y disponibilidad y han obedecido a la asignación que otorgaban las autoridades a los exportadores, las cuales fueron variando según el año.

Estos cortes han tenido en Chile efectos extensos y multifacéticos, en sus dimensiones económicas y políticas. En el sistema eléctrico, estos cortes han tenido, y siguen teniendo, un efecto devastador, pues se produjo un incremento en los costos marginales de generación. El gas natural es uno de los insumos más importantes que Chile utiliza en la producción de su energía eléctrica, que en algunos casos representa casi el 50%. (Ver recuadro 19). En el sector industrial se produjeron ajustes por uso de combustibles alternativos; incremento de costos en corto plazo y descenso importante de la producción petroquímica (Methanex).

El ámbito residencial es el que menor impacto tuvo (Ver Recuadro 20).

#### **RECUADRO 19 COSTOS APROXIMADOS DE GENERAR ELECTRICIDAD DURANTE UN MES <sup>a</sup>**

- Gas natural: 5 millones de dólares
- Diesel: 30 millones de dólares
- Carbón : 8,3 millones de dólares

Fuente: Presentación de Karen Poniachik, Ministra de Minería y Energía Cámara de Diputados, 19 de julio de 2006.

<sup>a</sup> En una Central tipo del SIC (de 370 MW en 2006. Así, la generación con diesel era aproximadamente 6 veces más cara que con gas natural; y la generación con carbón, 1,83 veces más cara, a lo que hay que añadir el impacto ambiental.

#### **RECUADRO 20 PRECIOS INSUMOS (MILLÓN DE BTU) PARA GENERAR ELECTRICIDAD**

- Gas Natural: 3,38 dólares
- Carbón: 2,95 dólares
- Petróleo Diesel: 13,35 dólares
- Fuel-oil: 8,3 dólares
- Gas licuado: 22 dólares

Fuente: Presentación de Karen Poniachik, Ministra de Minería y Energía Cámara de Diputados, 19 de julio de 2006.

Las empresas petroleras de Argentina tenían contratos de provisión de hasta 22 millones de metros cúbicos diarios a Chile, pero ese suministro fue reducido a niveles de 1,5 a 1,8 millones de metros cúbicos, especialmente en 2007, debido a necesidades de abastecimiento interno argentino, cuya industria también sufría la escasez de combustible<sup>67</sup>.

La falta de suministro energético de Argentina a Chile dio lugar al diseño de un Plan de Seguridad Energética que, entre otros, llevó al gobierno chileno a tratar de cambiar la matriz energética del país, e impulsar la construcción en Quintero, de una planta de licuefacción que permitiría comprar gas natural en estado líquido a cualquier otro país del mundo y regasificarlo.

Para reforzar aún más su independencia energética, el 2010 se tiene previsto concluir con otro proyecto de similares características al de Quintero en Mejillones, el cual se empezó a construir en marzo de 2008. Se prevé que éste va a satisfacer por completo la demanda del norte chileno.

La planta de Quintero ya es una realidad y constituye la primera planta de regasificación en tierra de América del Sur. En junio del presente año zarpó desde Trinidad y Tobago con una carga de 144 mil

<sup>67</sup> El gobierno argentino deberá desembolsar este año unos 3.870 millones de dólares en 2007 para afrontar los problemas energéticos del país, que obligaron a racionar el consumo de gas y electricidad, según un estudio elaborado por el Ministerio argentino de Economía.

metros cúbicos de GNL, equivalente a 84 millones de metros cúbicos de gas natural. Según las autoridades chilenas, el GNL que transportará contribuirá a reducir la vulnerabilidad de la matriz energética del país, permitiendo el aprovechamiento del gas natural, sin depender del nivel de producción de gas en Argentina al permitir contar con un suministro continuo de un combustible competitivo, mucho más limpio y una matriz energética más segura.

El proyecto fue concebido por el Gobierno, impulsado por la Empresa Nacional de Petróleo de Chile (ENAP) y apoyado y desarrollado conjuntamente con las empresas privadas (Endesa Chile, la mayor generadora eléctrica del país y controlada por un consorcio formado por Endesa España, Metrogas y la británica BG Group)<sup>68</sup>. Una vez que entre en operación permitirá satisfacer todo el consumo residencial - comercial y parte de lo requerido por la industria y la generación eléctrica en la zona central, sustituyendo en un porcentaje relevante el uso del diesel y otros (Ver Recuadro 21).

#### **RECUADRO 21 PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GNL DE QUINTERO**

Concebido en 2004 y 2005, el terminal de regasificación de GNL de Quintero obtuvo 1.110 millones de dólares de financiamiento internacional de largo plazo tipo "project financing" (lo que implica que el crédito será garantizado con los flujos del proyecto) suscrito con Banesto, BBVA, Calyon, Fortis, ING, Intesa San Paolo, Mizuho, Santander, West LB y filiales de BG Group. Esta gestión le valió al proyecto recibir un premio de la revista Project Finance International (ligada al grupo Rhomson Reuters Corp.) a la mejor transacción en la industria Oil & Gas. En su etapa inicial, las inversiones se realizaron con aportes de los socios accionistas.

Técnicamente el proyecto, que reúne en sociedad a BG Group, Enap, Endesa Chile y Metrogas, comprende un muelle de 1.600m de largo y de 12m sobre el nivel del agua, que permitirá el atraque de barcos de GNL, y por el cual éste hidrocarburo se transportará en ductos criogénicos hasta los estanques de almacenamiento.

Inicialmente, el terminal de regasificación de GNL de Quintero tendrá una capacidad de producción base continua de 10 millones de metros cúbicos por día. La capacidad total de almacenamiento de la planta será de 330.000 metros cúbicos de GNL, contenidos en dos estanques de 160.000 metros cúbicos cada uno y un estanque de 10.000 metros cúbicos, los cuales entrarán en operaciones en forma secuencial. El complejo energético comprende, además de la planta de regasificación, un muelle de 1.600 metros y dos estanques de almacenamiento.

Fuente: Síntesis de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) <http://www.enap.cl/proyectos/gnl.php>.

La concreción de estas iniciativas (Quintero y Mejillones) se llevó a cabo a través de un esquema que, aunque presenta matices en ambos casos, se basa en tres pilares principales. Por un lado está presente en la propiedad un socio internacional con experiencia en el tema del GNL y que garantiza el abastecimiento del hidrocarburo; una empresa estatal fuerte y con experiencia en el sector energético; y por otro lado participan empresas clientes, ya sea directamente en la propiedad o a través de contratos de suministro.

El tema del precio se negocia a través de contratos de suministro con empresas proveedoras que forman parte de ambos consorcios. En el caso de Mejillones el responsable del suministro es la franco belga Suez, mientras que en el proyecto de Quintero, la británica BG Group.

Según estimaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE) realizadas a fines del tercer trimestre de 2008, los valores del GNL que se pagarían en Chile estarían cerca de los 15 dólares por millón de BTU que se pagaban entonces por el gas natural argentino, de los cuales 9 correspondían a impuestos.

La CNE, estima que para 2009 la planta de GNL de Quintero en el SIC entraría en operaciones con un precio de 13,37 dólares por millón de BTU y en 2010 subiría levemente a 13,67 dólares. En los años siguientes se estima que seguiría subiendo, alcanzando los 14,18 dólares por millón de BTU en 2011 y 14,30 dólares en 2012.

En el SING, se proyecta que el terminal de Mejillones comenzaría a operar con un precio de 15,7 dólares por millón de BTU en 2010, para posteriormente elevarse a 16,13 dólares por millón de BTU en 2011 y a 16 dólares en 2012.

<sup>68</sup> BG Group posee el 40% de participación en el proyecto, mientras Endesa Chile, Enap y Metrogas poseen un 20% cada una.

A pesar de la conformación de una comisión binacional en materia energética en 2008, creada por las presidentas de Chile, Michelle Bachelet, y de Argentina, Cristina Fernández, para analizar las perspectivas de envíos de gas natural a Chile, este país continúa adelante con su proyecto de buscar alternativas para el suministro de gas fuera de la región. En el marco de esta Comisión, el gobierno argentino ratificó su compromiso de proveer el gas natural suficiente para que el suministro residencial y comercial de Chile no se vea interrumpido, especialmente durante los meses de invierno. Además, se pactaron volúmenes adicionales de gas para períodos no invernales.

Argentina se comprometió a enviar hasta mayo de 2009, volúmenes adicionales de gas tanto a través del gasoducto GasAndes como a las zonas norte y austral de Chile, política que sería replicada una vez que culmine la temporada de invierno. Sin embargo, estos acuerdos no fueron cumplidos. Asimismo, se acordaron operaciones de intercambio energético (swaps) que están realizando ambos países desde fines de febrero y que les permite contar con mayor disponibilidad de gas y compensarlo con otro tipo de combustibles, en la medida que exista disponibilidad de dicho insumo, en Argentina. Sin embargo, la mayor parte de las veces, estos swaps no fueron autorizados.

A pesar de estos acuerdos, en Chile, ya consideran dejar de importar gas natural desde Argentina, debido a la mayor seguridad del suministro de GNL, así como a los altos impuestos y constantes restricciones en los envíos de gas natural desde Argentina. Por otro lado, en el caso de que Chile volviera a necesitar gas argentino, las empresas distribuidoras ya tienen opciones para que los gasoductos implementados sigan cumpliendo con alguna utilidad y que la inversión realizada en los mismos no se pierda totalmente.

La idea consiste en usar toda la capacidad contratada de los ductos para que los grandes consumidores puedan almacenar el gas argentino por unos días, pagando por este servicio, extrayendo el gas (si es que se necesita) y devolviendo lo que no se consumió, pagando también el transporte, todo eso, considerando que el GNL de Quintero será ahora el PLAN A o “base”, mientras que el gas argentino pasará a ser un PLAN B, es decir algo “secundario y de respaldo”.

## **IV. Los sistemas de interconexión eléctrica y gasíferas a nivel subregional**

---

### **A. Sistema de Integración Centroamericana (SICA)**

El SICA cuenta con una Unidad de Coordinación Energética, creada en octubre de 2006, en cumplimiento del mandato presidencial emanado de la II Cumbre Energética, realizada en la Romana, República Dominicana, en junio del mismo año. Esta Unidad de Coordinación Energética tiene como misión coordinar y promover el desarrollo de proyectos que fomenten el acceso a la energía por parte de la población de escasos recursos, el uso racional y eficiente de energía, el uso de fuentes renovables de energía, así como de biocombustibles para el transporte y contribuir a evitar los efectos negativos del cambio climático en la región.

Asimismo, impulsaría la Integración Centroamericana en materia energética mediante la adopción de estrategias y políticas comunes con la participación de todos los actores, articulando todas las instancias e instituciones regionales involucradas en la toma de decisiones, en favor de la población Centroamericana. Otra de las funciones importantes de esta Unidad consiste en impulsar y atender la adecuada ejecución de las actividades contenidas en la Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético Regional.

La Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica, es el resultado de un trabajo conjunto de las instituciones que conforman el Grupo Interinstitucional de Apoyo al proceso de Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica (SGSICA, SIECA, CEAC, CCHAC, CEPAL, INCAE, BCIE, BID y USAID), a los que en mayo de 2008, se unió OLADE, con la aprobación de los Directores de Energía y Directores de Hidrocarburos de los países centroamericanos. Este esfuerzo busca identificar las medidas y acciones que deberían ser tomadas en el corto plazo para fomentar la integración y el desarrollo energético de la Región<sup>69</sup>.

Sin embargo, el núcleo central de la integración energética en los países de América Central, miembros del Sistema Económico Centroamericano (SICA) tiene actualmente lugar en el ámbito eléctrico. El SIEPAC tiene como objetivo la consolidación de un mercado eléctrico regional, que permita ayudar a satisfacer la demanda de energía eléctrica de los países de América Central.

El “Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central” (SIEPAC) fue concebido por los gobiernos centroamericanos, conjuntamente con el de España, en 1987. Los estudios de factibilidad complementaria, estudios eléctricos avanzados, entre otros, fueron financiados por cooperación técnica no reembolsable otorgada por el BID y el gobierno español.

Se tiene previsto que el mercado eléctrico regional comience a funcionar a partir de enero de 2010, fecha en que la línea entrará en operación parcial, y total en 2011. Para entonces, se estima que los Ministerios de Energía, los reguladores eléctricos y los operadores de mercado de los países de la región deberán contar con las interfaces necesarias.

Se había proyectado que el plazo contractual con las empresas contratistas de construcción de la Línea SIEPAC, Techint e Inabensa-Abengoa, concluiría el 24 de abril de 2009 y que habría un avance de las obras del 80%. Sin embargo, las situaciones presentadas en los diversos tramos de la Línea SIEPAC en los seis países, en relación con servidumbres, permisos municipales y ambientales, licencias de construcción, cambios en el trazado de la Línea SIEPAC por imposibilidad física de construirla, cambio de las subestaciones de conexión a los sistemas nacionales, entre otros aspectos provocaron un retraso de las obras con respecto al cronograma inicialmente previsto.

Los socios de la Empresa Propietaria de la Red (EPR) aumentarán su capital como accionistas, gestionando créditos complementarios con la banca internacional. El Tratado Marco del mercado eléctrico de América Central, autoriza a la EPR a desarrollar, diseñar, financiar y construir la línea que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países de América Central. Se trata de una empresa de capital público o con participación privada, la que cada Gobierno otorgó la respectiva autorización, para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico<sup>70</sup>. Actualmente, el BID impulsa una Conferencia Internacional sobre la interconexión mesoamericana para octubre de 2009, con el fin de promover mayores inversiones en la generación eléctrica de la región.

Entre diciembre de 2005 y hasta antes de junio de 2008, cuando los mandatarios de Centroamérica, Colombia y México acordaron la reestructuración del Plan Puebla Panamá (PPP) y su evolución hacia el Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica (Proyecto Mesoamérica), una de las iniciativas más importantes en el ámbito de la cooperación e integración energética centroamericana fue la referida al Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM).

Por iniciativa de México, los Jefes de Estado y de Gobierno de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá –miembros del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) – así como los de Belice, Colombia, México y la República Dominicana, formalizaron el PIEM en diciembre de 2005, mediante la Declaración de Cancún. En ella, 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 (Ver Recuadro 22).

<sup>69</sup> El SICA cuenta con una “Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020” preparada conjuntamente por la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (SG-SICA) y la Sede Subregional en México de CEPAL, la misma que fue aprobada por los Ministros de Energía en 2007.

<sup>70</sup> La EPR fue constituida en 1998 y tiene sede en San José, Costa Rica. Es una empresa de capital público o con participación privada, regida por el derecho privado. Como socios participan las empresas eléctricas públicas de los países del área (INDE de Guatemala, CEL y ETESAL de El Salvador, ENEE de Honduras, ENATREL de Nicaragua, ICE y CNFL de Costa Rica, ETESA de Panamá (además de accionistas extra-regionales: la empresa española ENDESA, la colombiana ISA y CFE de México).

## RECUADRO 22

### PROGRAMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA MESOAMERICANA

En la Declaración de Cancún suscrita en diciembre de 2005, los Presidentes acordaron impulsar las siguientes iniciativas:

- Planta de Refinación de Crudo en Centroamérica;
- Cogeneración Eléctrica;
- Integración de los sistemas eléctricos de México, Centroamérica y Colombia;
- Introducción de gas natural a Centroamérica mediante un gasoducto troncal y, en su caso, una terminal de regasificación;
- Uso y aprovechamiento de las energías renovables en la región; e
- Intercambio de propuestas, recursos y experiencias en materia de eficiencia energética.

Fuente: Gaceta del Senado, N. 4, año 2006, 31 de mayo. México.

La Iniciativa surgió en momentos que la factura petrolera afectaba a los países centroamericanos. Asimismo, en momentos en que en Sudamérica se profundizaron iniciativas de complementación y cooperación energética, especialmente en el ámbito bilateral, impulsadas por Venezuela.

Para lograr el éxito de las iniciativas planteadas en la Declaración de Cancún, se formaron cuatro grupos de trabajo que iniciaron sus labores en enero de 2006: hidrocarburos (encargado de los temas de la refinación y gas natural); electricidad (encargado de las interconexiones y la termoelectricidad); renovables y eficiencia energética; y armonización de normas.

En aquel momento, el más relevante de los proyectos del PIEM fue la construcción de una refinación de alta conversión de petróleo crudo en territorio centroamericano. La refinación 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 calculó entre 3 mil y 4 mil millones de dólares y se estimó que entraría en operación en cuatro años. Se consideró que con dicha instalación procesadora se garantizaría el abastecimiento de derivados del petróleo a precios competitivos, se protegería a las naciones participantes del impacto de los precios internacionales y se reduciría la dependencia energética de los países de la región, lo cual haría a la región más atractiva a la inversión internacional y ayudaría a reducir la pobreza mediante la generación de empleo.

La sede de la refinación sería definida por los inversionistas privados que participaran en su construcción. Los gobiernos estudiaron la instrumentación de mecanismos que permitieran que la refinación garantizara menores precios, para lo cual se proyectaba acuerdos para eliminar impuestos a la importación y exportación de combustibles y almacenamiento, lograr la estandarización de normas, entre otros.

En julio de 2007, cuatro de las cinco empresas preseleccionadas por los países miembros del PIEM manifestaron su interés por participar en la licitación: Ecopetrol, de Colombia; Itochu, de Japón; Reliance, de India, y la estadounidense Valero. La licitación incluía como beneficios la asignación de un contrato de compraventa de crudo pesado mexicano por 80 mil barriles diarios por ocho años<sup>71</sup>; la posibilidad de acceder a créditos por parte del BID y del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), y la obtención de incentivos por parte del país receptor de la inversión.

Además de construir la refinación y operarla, el inversionista deberá contribuir a la seguridad energética de la región, a través del suministro de un mínimo de 55 mil barriles diarios de gasolina y diesel, a un precio que refleje las ventajas logísticas de ubicar la refinación en Centroamérica. Dicho suministro representa 36 por ciento del consumo de dichos combustibles y permitirá reducir hasta en 40 por ciento las importaciones de esta zona geográfica<sup>72</sup>. Las ofertas finales deberán ser presentadas el 16 de junio de 2008.

<sup>71</sup> Según estudios anteriores, la refinación sería rentable si contaba con alrededor de 200.000 barriles de crudo diarios. Sin embargo, en la reunión de Campeche, realizada por los presidentes centroamericanos en el marco del Plan Puebla Panamá, los presidentes manifestaron su sorpresa ante la comunicación del gobierno mexicano de no poder cumplir con el compromiso debido a que no poseía petróleo para ese fin. El gobierno redujo su oferta de suministro de 230 mil barriles diarios de petróleo ofrecidos cuando se anunció el proyecto en diciembre de 2005, a 80 mil barriles.

<sup>72</sup> Tomado de [http://www.planpuebla-panama.org/main-pages/flash\\_informativo.htm](http://www.planpuebla-panama.org/main-pages/flash_informativo.htm), 9 de julio de 2007.

Otro de los proyectos del PIEM consistía 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, incluía 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. Sin embargo, ambos proyectos se encuentran actualmente suspendidos.

El proyecto SIEPAC tiene dos componentes: a) la puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), regulado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y operado por el Ente Operador Regional (EOR) y b) la construcción de una línea troncal de interconexión eléctrica regional de 1.867 kilómetros de largo entre Panamá y Guatemala.

En cuanto al primer punto, el SIEPAC dispone de un mecanismo jurídico a través del cual los países del SICA se comprometen a establecer reglas comunes para las transacciones eléctricas regionales. Es decir, se intenta establecer una normativa común para los agentes ubicados en el sector eléctrico de esta región, con el fin de crear un mercado eléctrico integrado, “superpuesto” a los seis mercados nacionales. Éste fue establecido en 1996, una vez concluidos los estudios que demostraron sus potenciales beneficios, y se plasmó en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito por los presidentes centroamericanos en Guatemala, en 1996, el mismo que entró en vigencia en diciembre de 1998, después que Panamá lo ratificara en la Secretaría General del SICA (Ver Recuadro 23).

### **RECUADRO 23**

#### **TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL**

El Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, en un marco de respeto y protección al medio ambiente.

Los fines del Tratado son:

Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social; incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico; impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional; crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región; establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes; propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

El Tratado se rige por los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad, entendida esta última como el derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente, de conformidad con el principio de gradualidad.

El Mercado opera como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. Los agentes podrán llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna, la compra y venta de energía eléctrica. Sin embargo, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, estas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad. La participación de los agentes en el Mercado se rige por las reglas contenidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos.

En el Mercado se transará electricidad producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen que estén habilitados como agentes.

Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, son de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales son aprobados por la CRIE y los correspondientes a las redes nacionales por el ente regulador nacional y no son discriminatorios para su uso en función regional.

Las controversias que surjan entre los Gobiernos respecto a la interpretación y aplicación del Tratado, que no sean resueltas mediante negociación, se someterán a arbitraje.

Fuente: Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, Ciudad de Guatemala, 30 de diciembre de 1996.



El Tratado Marco fue modificado por dos Protocolos: el primero, suscrito en Panamá en julio de 1997, y el segundo, en la ciudad de Campeche, México, en abril de 2007. Éste último complementa las disposiciones del Tratado, adoptándolas al desarrollo del Mercado Eléctrico Regional. En efecto, dispone las acciones u omisiones que constituyan incumplimientos; establece el régimen básico para las sanciones que se aplicarán por dichos incumplimientos; define los cargos regionales aplicables en el Mercado Eléctrico Regional, entre otros. Este segundo Protocolo proporciona un marco regulatorio claro para las inversiones, especialmente en el ámbito de la generación eléctrica.

Asimismo, el Tratado estableció la creación y puesta en funcionamiento de dos organismos regionales: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y del Ente Operador Regional (EOR) (Ver Recuadro 24).

#### **RECUADRO 24**

##### **ORGANIZACIONES CREADAS POR EL TRATADO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL**

**La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)** es la entidad encargada de la regulación del mercado eléctrico regional (MER), así como de su vigilancia y control, con capacidad jurídica para realizar contratos y operaciones necesarias para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los Países Partes.

Los recursos requeridos para el funcionamiento de la CRIE provienen del cargo por regulación y otros cargos pagados por los agentes; aportes de los gobiernos; sanciones económicas; intereses de las gestiones comerciales; donaciones y transferencias de organismos públicos o internacionales; y, fondos o recursos asignados por leyes y reglamentos.

**El Ente Operador Regional (EOR)** es el organismo encargado de operar el sistema eléctrico regional y administrar las transacciones regionales del MER. Sus principales funciones: Proponer los procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión regional; operar eficientemente el despacho regional; llevar la gestión comercial de transacciones de los agentes del mercado; formular los planes indicativos de expansión de la generación y transmisión regional.

Fuente: [http://www.eprsiepac.com/entidades\\_regionales\\_siepac\\_transmision\\_costa\\_rica.htm](http://www.eprsiepac.com/entidades_regionales_siepac_transmision_costa_rica.htm).

Con respecto a la construcción de la línea troncal de interconexión eléctrica, SIEPAC se está construyendo una línea de transmisión que transita entre Guatemala y Panamá de aproximadamente 1,867 Kms.<sup>73</sup> de líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovoltios y 300 megavatios de capacidad, entre los países de la región<sup>74</sup>.

La construcción de la línea se inició en 2006<sup>75</sup>, luego del acuerdo aprobado en el marco de la VIII Cumbre de Presidentes de Centroamérica, México y Colombia, realizada en Panamá, en julio del mismo año. En esa oportunidad se acordó acelerar los trámites para la obtención de las servidumbres de paso de la Línea SIEPAC.

El SIEPAC, cuyo costo asciende a 395 millones de dólares, recibió el aval financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) que suscribió un Contrato de Préstamo, con la EPR, por 40 millones de dólares, con garantía de ENDESA Internacional S.A. y fondos de gobiernos y la participación de las empresas de interconexión eléctrica ISA, de Colombia, y Endesa, de España. Asimismo, la Corporación Andina de Fomento (CAF) aprobó alrededor de 17 millones de dólares de respaldo al SIEPAC.

Además del proyecto SIEPAC, hay dos proyectos adicionales que conforman el ámbito de la cooperación e integración eléctrica en la región: la interconexión Eléctrica México – Guatemala y la

<sup>73</sup> 279 kms. en Guatemala, 285 kms. en El Salvador, 376 kms. en Honduras, 310 kms. en Nicaragua, 477 kms. en Costa Rica y 140 kms. en Panamá.

<sup>74</sup> Se ha previsto, en un futuro, la construcción de torres para un segundo circuito que conectarán a 15 subestaciones de transformación en cada país, desde Panamá hasta Guatemala, mediante 28 bahías de acceso, para integrar y reforzar las redes de transmisión eléctrica de los países mencionados.

<sup>75</sup> Los contratos para la construcción de la línea de transmisión del proyecto SIEPAC fueron suscritos con las empresas Techint S.A. de C.V. para el Lote 1 que comprende los países de Guatemala, Honduras y El Salvador, y con APCA (Consorcio) Abengoa-Inabensa, para el Lote 2 que comprende a Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

interconexión eléctrica Panamá-Colombia. El primero consiste en una línea de 400 Kv de 103 km de longitud (32 kilómetros en el lado mexicano y 71 kilómetros en el lado guatemalteco) y la expansión de dos subestaciones, en Tapachula, México, y Los Brillantes” en Retalhuleu, Guatemala.

El proyecto está actualmente en su fase final de construcción (concluido del lado mexicano y por finalizar en el lado guatemalteco). México y Guatemala firmaron el 22 de mayo de 2008, un contrato de compraventa de potencia firme y de energía asociada, por medio del cual el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) adquirirá de la Comisión Federal de Electricidad 120 megawatts (MW) de potencia firme, con posibilidad de ampliarla hasta 200 MW, ya que CFE cuenta con excedentes que hacen posible esa venta. En abril de 2009, las pruebas para la interconexión eléctrica entre Guatemala y México dieron resultados positivos.

Con relación a la interconexión Eléctrica Panamá – Colombia, los estudios de factibilidad y de mercado, así como los ambientales y eléctricos realizados demuestran que existe potencial para la interconexión. La construcción se inició en mayo de 2009<sup>76</sup>. A pesar que falta que concluya el proyecto, 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 el 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; sólo es útil para contratos de corto plazo, requiere refuerzos y compensación.

Un aspecto importante del Proyecto SIEPAC es que se están realizando gestiones para obtener la calificación como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). En noviembre de 2007, AENOR, la firma contratada por ENDESA para presentar ante Naciones Unidas el proyecto SIEPAC para su calificación como MDL, envió la documentación a Naciones Unidas. Se han realizando los cálculos de emisiones de CO2 evitadas, aplicando una nueva metodología.

## **B. Comunidad Andina (CAN)**

La acción más significativa en la integración energética en la Comunidad Andina ha tenido lugar en el campo de las interconexiones eléctricas. Éstas se rigen por los principios y normas establecidas en la Decisión 536, aprobada en el 2002.

Los once capítulos y veinticuatro artículos que contiene, hacen referencia a aspectos como 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. Estos últimos, han funcionado regularmente y participado activamente en la formulación de propuestas para actualizar las normas.

En efecto, mediante el artículo 20 de la Decisión 536 crea el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL). Éste Comité se encargará de promover las normas necesarias para lograr los objetivos previstos. Asimismo, realizaría un seguimiento a los compromisos en materia de armonización de normativas nacionales (Ver Recuadro 25).

---

<sup>76</sup> En aquella oportunidad, el gobierno panameño autorizó a la Empresa de Transmisión Eléctrica en representación del Estado y en sociedad con la empresa Interconexión Eléctrica SA se encargue de desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. Dos meses antes, en marzo, los presidentes de ambos países, Martín Torrijos y Álvaro Uribe, se reunieron para suscribir un acuerdo para el desarrollo del proyecto de interconexión.

### **RECUADRO 25**

#### **MECANISMOS DE SEGUIMIENTO ESTABLECIDOS EN LA NORMATIVA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ANDINA**

CANREL (Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad) 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 GTOR y el GOPLAN.

El GTOR (Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad) fue creado en 2003. Se trata de un ente de carácter técnico que cuenta con la participación de los delegados de las instituciones reguladoras de cada país: la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG); del Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía del Perú (OSINERGMIN); de la Superintendencia de Electricidad de Bolivia; y del anfitrión, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

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,, entre otros.

El GOPLAN (Grupo de Trabajo de Planificación) fue creado en enero de 2004. Está conformado por técnicos de la Unidad de Planificación Minero Energética de Colombia (UPME), por el Ministerio de Energía y Minas de Perú (MINEM), por el Comité Nacional de Despacho de Carga de Bolivia (CNDC) y el Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador (CONELEC). 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, promueve 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.

Fuente: [www.ariae.org/download/.../D1\\_Transacciones\\_Internacionales.ppt](http://www.ariae.org/download/.../D1_Transacciones_Internacionales.ppt).

Por otro lado, 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. En junio de 2004 tuvo lugar la primera reunión del Consejo y se acordó ampliar un conjunto importante de actividades comunitarias en este ámbito (Ver Recuadro 26).

### **RECUADRO 26**

#### **ACTIVIDADES ESTABLECIDAS DURANTE EL PRIMER CONSEJO DE MINISTROS DE ENERGÍA, ELECTRICIDAD, HIDROCARBUROS Y MINAS DE LA CAN**

Profundizar las interconexiones eléctricas y consolidar el mercado energético regional.

Establecer una normativa sobre el tema gasífero acorde con las posibilidades de la región.

Apoyar las alianzas estratégicas andinas en materia energética, que contribuya a resolver los problemas de pobreza existente. Impulsar acciones diplomáticas y de negociación con los principales demandantes energéticos.

Promover acciones para la transformación de las materias primas, con mayor valor agregado a través de un programa de industrialización energética para los países andinos.

Desarrollar las energías alternativas que permitan optimizar la matriz energética de la subregión.

Fuente: Acta I Reunión Ministros 2004.

Durante la Segunda Reunión del Consejo de Ministros, realizado en enero de 2005, se llegaron, incluso, a delinear las bases de una Alianza Estratégica Andina en este ámbito. Sin embargo, esta instancia sólo se reunió una vez más, en octubre del mismo año. El Consejo perdió impulso con el retiro de Venezuela de la CAN, cuando el 22 de abril de 2006 el gobierno de ese país denunció el Tratado que rige la Comunidad

Andina, y solicitó su ingreso como socio pleno al MERCOSUR<sup>77</sup>. El gobierno de ese país consideró que las “negociaciones y firma de los Tratados de Libre Comercio por parte de Colombia y Perú con los Estados Unidos, han conformado un nuevo cuerpo legal que pretende asimilar la normativa de los TLC a la CAN, cambiando de facto, su naturaleza y principios originales”<sup>78</sup>.

Al momento de instrumentarse la Decisión 536, se aspiraba a que en el mercado andino se establecieran mecanismos que permitiesen el intercambio de energía eléctrica entre los países, de tal forma que éste pudiera realizarse también mediante las redes de interconexión de un tercero. La Decisión estableció un marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, pero no fue un instrumento de promoción, pues no contempló fondos orientados a dicho fin. Asimismo, se dejó en libertad a los países para realizar convenios bilaterales, pues no se trataba de una normativa común que sustituyera a las nacionales, sino que solamente regía aquellos aspectos que no eran abordados por las normas nacionales.

En la Decisión se menciona la futura incorporación de Bolivia, hecho que tuvo lugar en julio de 2006 mediante la aprobación de la Decisión 639. Si bien el sur del Perú es el mercado eléctrico natural de Bolivia, no se han realizado interconexiones entre ambos países por consideraciones de índole económica como el reducido tamaño del mercado, diferencias de ciclajes (Bolivia tiene 40, mientras que Perú, 50), inseguridad en el suministro de gas que se requeriría para el funcionamiento de las termoeléctricas que tendrían que instalarse –ya que Bolivia presenta ocasionalmente problemas para cumplir los contratos internacionales de suministro de gas con Brasil y Argentina– entre otros.

La vigencia de la Decisión facilitó los intercambios de energía eléctrica, sobre todo entre Colombia y Ecuador, que se empezaron a realizar en 2003. Ambos países han obtenido importantes beneficios: en el caso colombiano, al ser básicamente país exportador, se han obtenido mayores ingresos. Y en el caso ecuatoriano, se ha obtenido energía más barata.

Sin embargo, los problemas por el reparto de las rentas de congestión estuvieron presentes prácticamente desde que se iniciaron estos intercambios, lo que determinó que el volumen de transacciones eléctricas entre Colombia y Ecuador empezara a disminuir. Ello dio lugar a que las autoridades analizaran la posibilidad de complementar el marco normativo para el desarrollo de los contratos de transacciones internacionales (TIEs), así como la valoración de las mismas.

En diciembre de 2008, se convino que los reguladores de energía de Ecuador y Colombia analizarían un nuevo mecanismo de repartición de las rentas de congestión. Ya antes, en agosto de 2007, en la reunión de GOPLAN, Ecuador había presentado el documento “Cooperación e Integración de la Región Andina: El caso de las transacciones de energía eléctrica entre Ecuador y Colombia”. Con base en éste, Ecuador propuso instalar en CANREL el problema relacionado con la asignación de rentas de congestión, planteamiento que fue apoyado por el gobierno de Bolivia, pero que no logró consenso. Sin embargo, los países manifestaron disposición unánime para resolver de manera definitiva los temas relativos a la adopción de medidas respecto al tratamiento de la asignación de las rentas de congestión, dado que éstas son posiciones normativas globales para toda la región<sup>79</sup>.

El GTOR se encargó de elaborar una propuesta de reforma a la Decisión 536 en lo que respecta a las transacciones internacionales de electricidad, con miras a lograr una nueva regla en la asignación de rentas de congestión entre mercados, en este caso entre Ecuador y Colombia que mantienen este tipo de transacciones. Se lograron acuerdos que fueron comunicados a Bolivia y Perú para su análisis.

Durante la reunión de CANREL realizada en diciembre de 2008, se informó que ya se había realizado algunos cambios regulatorios entre Colombia y Ecuador con el fin de descontar los costos de cargos fijos de potencia o confiabilidad. Igualmente, se realizaron los cambios regulatorios respecto a los costos de transmisión.

En mayo de 2009, el GTOR, presentó un informe sobre la revisión de la Decisión 536 para lo cual se propuso suspenderla transitoriamente por un período de hasta dos años con el fin de analizar y modificar el

<sup>77</sup> Para la incorporación de Venezuela al MERCOSUR, hace falta la aprobación en los Congresos de Brasil y Paraguay. Solamente ha sido aprobado por los de Argentina y Uruguay.

<sup>78</sup> Extractos de la carta remitida por el entonces Ministro de Relaciones Exteriores de Venezuela, Alí Rodríguez Araque, a los Miembros de la Comisión de la Comunidad Andina, 22 de abril de 2006.

<sup>79</sup> Acta IX CANREL.

marco general de transacciones de energía eléctrica. Asimismo se consideró necesaria la definición de un régimen transitorio mediante el cual Colombia y Ecuador puedan continuar realizando los intercambios de energía eléctrica. El objetivo de cambiar la regla de asignación de las rentas de congestión, surgió en Ecuador que aspira a lograr un reparto equitativo (50 y 50%) entre exportador e importador, sin afectar al precio interno del mercado exportador.

El CANREL tendría que aprobar la propuesta del GTOR y elevar una resolución a fin de remitirla a la Secretaría General de la CAN, para lograr la requerida reforma en el seno de la Comunidad Andina y así, ponerla en vigor inmediatamente, tal como aspiran Ecuador y Colombia. Sin embargo, esta propuesta no fue presentada a la Comisión, a pesar de haber acuerdo entre los países. Problemas de agenda política han dificultado que se reúna la Comisión de la Comunidad Andina.

Los problemas regulatorios de los cargos de congestión (componente del precio de la energía), no son los únicos que se han presentado en la legislación andina. El artículo 1 de la Decisión 536, que establece los principios generales, no fue claro respecto a situaciones problemáticas como el suministro en caso de emergencia. La legislación andina establece el principio de no discriminación de mercados, pero la realidad indica que, en casos de emergencia originados por la poca oferta, primero se suministran los mercados internos.

Un aspecto importante que se ha venido analizando en el marco de la normativa de las interconexiones eléctricas es el referido al enlace de los miembros de la CAN con otros países. Uno es el caso de la vinculación conjunta subregional con un miembro asociado, como Chile, y el otro, a nivel bilateral, sobre un proyecto de interconexión entre Colombia y Panamá.

Con respecto a la vinculación con Chile, es importante destacar que, dada su condición de país asociado a la CAN, así como su proximidad geográfica, CANREL aceptó la propuesta del GOPLAN de realizar las gestiones correspondientes para que Chile participe en sus Grupos de Trabajo. Además, CANREL consideró que Chile debía participar tanto en esta instancia, como en los grupos GTOR y GOPLAN.

En junio de 2007, mediante la aprobación de la Decisión 666 se establecieron los órganos, mecanismos y áreas en los que participaría Chile, en su condición de miembro asociado de la CAN. La participación de Chile en las entidades de la CAN se realiza en calidad de observador con derecho a voz.

Actualmente, se desarrolla un estudio<sup>80</sup> para el análisis de factibilidad técnico-económica de alternativas de interconexión eléctrica entre Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú. Se disponen ya de algunos aspectos regulatorios y de planificación; asignación de las rentas de congestión<sup>81</sup> y la modelación de los sistemas. El estudio es coordinado por Chile y se espera que esté concluido en noviembre de 2009 (Ver Recuadro 27).

#### **RECUADRO 27** **AVANCES DEL ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN REGIONAL ENTRE BOLIVIA,** **COLOMBIA, CHILE, ECUADOR Y PERÚ**

El objetivo del estudio la factibilidad técnico-económica de alternativas de interconexión eléctrica entre Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, es identificar opciones técnicamente factibles de intercambios eléctricos, que permitan optimizar el uso de recursos, analizar su viabilidad económica e identificar sus principales barreras y condicionantes. Para ello, deberá definir y proyectar las variables pertinentes para establecer el potencial intercambio de energía entre los países, identificando aspectos técnicos, de costo-beneficio económico y de riesgos, identificando también posibles restricciones, barreras o dificultades (sociales, regulatorias, ambientales) y proponiendo un marco general para un esquema comercial viable.

Fuente: Acta de la VII Reunión del Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la Comunidad Andina.(GOPLAN) 2 de diciembre de 2008.

<sup>80</sup> El estudio está a cargo del consorcio integrado por las firmas: Estudios Energéticos de Colombia; KAS Ingeniería de Chile; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales (Cosanac) de Perú. El concurso fue convocado por PNUD.

<sup>81</sup> En torno a la congestión, la consultora tiene una propuesta de asignación para aplicarla en las interconexiones. Sin embargo los representantes de los países andinos, en especial Ecuador y Colombia solicitaron que el tema sea comparado, con la propuesta que aún se debate en el seno de la CAN. QUITO.- 2009-04-01.

La Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá constituye otro paso fundamental para la consolidación regional como fortalecimiento de la conexión física entre la Región Andina y América Central. Los antecedentes se encuentran en el Acta que firmaron los presidentes Uribe y Torrijos en agosto de 2008, hecho que dio lugar a que los ministerios a cargo del sector de la energía de Colombia y Panamá firmaran un Acuerdo en donde se definen los principios y los temas que deberán desarrollar los organismos reguladores, de tal forma que sea viable la Interconexión entre los dos países.

Actualmente, las empresas ISA de Colombia y ETESA de Panamá, adelantan los estudios (técnicos y ambientales) de viabilidad y diseño, contando con financiación del BID bajo el esquema de cooperación técnica no reembolsable. Asimismo, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), analizan el establecimiento de los aspectos generales de cómo van a ser los intercambios. Se aspira a suscribir un Tratado que permita la interconexión y la formación de un mercado que permita los intercambios de energía eléctrica.

Su viabilización y ejecución, acompañada de un proceso de armonización de los marcos institucionales, normativos y regulatorios, será la base para extender los procesos de cooperación e integración energética en el ámbito de la región, y asegurar el intercambio internacional de energía eléctrica (Ver Recuadro 28).

**RECUADRO 28**  
**ASPECTOS CONSIDERADOS EN EL PROYECTO DE ACUERDO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**  
**ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ**

Entre los temas más relevantes que han sido decididos, se mencionan los siguientes:

- Principios regulatorios del Acuerdo
- Agentes que pueden participar en los intercambios
- Desarrollo de la interconexión
- El libre acceso
- Forma cómo se asignará la capacidad de la interconexión
- Transacciones de potencia y/o energía de largo plazo, y
- Transacciones de energía de corto plazo

Características de la interconexión

- Línea de transmisión en corriente directa (HVDC)
- Voltaje entre 250 y 400 kV
- Capacidad de 300 MW con posibilidad de ampliación (600 MW)
- Longitud de 614 km (340 Colombia + 274 Panamá)

Fuente: [regiones.presidencia.gov.co/pma/documentos/.../minas2.ppt](http://regiones.presidencia.gov.co/pma/documentos/.../minas2.ppt).

## C. MERCOSUR

Las normativas más importantes en el área energética del MERCOSUR 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, y no han registrado mayores cambios desde su aprobación. 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 (Ver Recuadro 29).

### RECUADRO 29

#### CARACTERÍSTICAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE LOS INTERCAMBIOS ELÉCTRICOS Y GASÍFEROS EN EL MERCOSUR

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 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<sup>a</sup>. 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.

Fuente: Memorándum de Entendimiento relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el MERCOSUR aprobado por Decisión del Consejo del Mercado N° 10/98, y Memorándum de Entendimiento relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el MERCOSUR, aprobado por Decisión del Consejo del Mercado N° 10/99.

<sup>a</sup> MERCOSUR/GMC/RES N° 57/93.

A pesar de los importantes emprendimientos binacionales tanto en el sector eléctrico, como gasífero, que existen antes que se creara el 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.

Los asuntos energéticos en el Mercosur se tratan en el Subgrupo de Trabajo N° 9 (SGT 9) En 2001, cuando la minería y la energía eran tratados en un mismo subgrupo, la Comisión de Energía delíneo seis pautas negociadoras que mantienen aún vigencia. Las pautas negociadoras establecidas entonces, siguen siendo orientadoras del proceso de construcción de la integración energética en el Mercosur (Ver Recuadro 30).

### RECUADRO 30

#### PAUTAS NEGOCIADORAS DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA DEL MERCOSUR

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.

(continúa)

## Recuadro 30 (Conclusión)

La **segunda** 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<sup>a</sup>. 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 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** 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<sup>b</sup>.

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<sup>c</sup>.

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.

Fuente: Ruiz Caro, Ariela "Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe", Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 106, CEPAL, Naciones Unidas, Santiago de Chile, abril de 2006.

<sup>a</sup> Estos fueron acordados en el Memorándum 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.

<sup>b</sup> 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.

<sup>c</sup> 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".

Sin embargo, se han producido un conjunto de recomendaciones en el SGT N° 9 que abordan aspectos como la eficiencia energética, la utilización de fuentes renovables de energía en el ámbito subregional, las cuales no incluyen los biocombustibles, toda vez que existe un Grupo Ad Hoc específico para su tratamiento.

Con respecto a la eficiencia energética, se propone, entre otros, fomentar la mejora del eificiencia del uso final de la energía, crear condiciones para el desarrollo de un mercado de servicios energéticos y queipos eficientes; intercambiar experiencias, información, normas y establecer mecanismos de cooperación técnica entre los Estados Parte, así como de inversión, en esta materia, identificando mecanismos financieros destinados a facilitar su realización, capacitar profesionales en eficiencia energética en el ámbito del Mercosur, y difundir información sobre los beneficios de la adopción de tecnologías y prácticas de eficiencia energética.

Con respecto al uso de fuentes renovables de energía en el ámbito del Mercosur, se busca acordar la instrumentación de acciones para la promoción del uso de la energía solar, eólica, hidroélectrica de pqueurño tamaño, geotérmica, unidmotriz, marea motriz y biomasa para generación eléctrica y calor en forma sustentable. Asimismo, se proponen metas mínimas de mediano y largo plazo para el incremento de la



participación de estas fuentes de energías renovables en la matriz energética, explorar las oportunidades de cooperación en zonas de freontereas para el óptimo aprovechamiento de las instalaciones asociables a estas fuentes renovables, considerar la adopción de medidas que promuevan la fabricación regional de equipamiento destinados a estas energías renovables con vistas a fortalecer la integración de las cadenas productivas de alto valor agregado en los países del MERCOSUR<sup>82</sup>.

A pesar de la importancia de estos aspectos, todas estas normas, de ser aprobadas, se convertirían en “Recomendaciones del Consejo del Mercado” pero no tendrían carácter vinculante.

---

<sup>82</sup> Tomado de Guichón, Diego, “Avances en la integración energética en el Cono Sur, presentación durante el FIER, Buenos Aires, 11, 12 y 13 de noviembre de 2008.

## **V. Situación y problemática en otros ámbitos regionales**

---

### **A. Avances en el marco de la UNASUR**

La cooperación y la integración energética constituyen temas centrales de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR). El tema energético tuvo una fuerte presencia, ya antes de la aprobación de su Tratado Constitutivo. El documento final de la Comisión Estratégica de Reflexión de la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN), que dio origen a la UNASUR, le otorga al área energética conjuntamente con otras tres –la social, la financiera y la de infraestructura– los roles fundamentales de la integración regional<sup>83</sup> (Ver Recuadro 31).

Fue precisamente en el marco de la I Cumbre Energética Suramericana, realizada en abril del 2007 en la Isla Margarita, Venezuela, donde los presidentes y Jefes de Estado de la región cambiaron la denominación de la Comunidad Sudamericana de Naciones por la de UNASUR. Era la primera vez que los presidentes sudamericanos se reunían para diseñar las bases de una estrategia de común acuerdo sobre el tema energético.

---

<sup>83</sup> “Un Nuevo Modelo de Integración de América del Sur; Hacia la Unión Sudamericana de Naciones” documento final de la Comisión Estratégica de Reflexión de la Comunidad Sudamericana de Naciones. Dicho Comité fue creado por mandato de los presidentes en la Reunión Extraordinaria de Montevideo, en diciembre de 2005. La comisión estuvo constituida por representantes personales de los Presidentes, con la tarea de producir un Documento de Reflexión para ser sometido a la II Reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones, a fines de 2006.

### RECUADRO 31

#### OBJETIVOS DE LA INTEGRACIÓN SUDAMERICANA EN EL ÁREA DE ENERGÍA, SEGÚN LA COMISIÓN ESTRATÉGICA DE REFLEXIÓN DE LA COMUNIDAD SUDAMERICANA DE NACIONES

Seguridad energética de la región: la energía, al lado de la infraestructura física, debe cumplir un papel análogo al que el carbón y el acero representaron para la integración europea.

Articulación de las políticas energéticas nacionales.

Construcción de redes regionales de gasoductos, sistemas de interconexión eléctrica, programas de producción de biocombustibles y actividades industriales conexas en el sector de plataformas de explotación y sistemas de transporte de combustibles.

Convocación de una reunión extraordinaria de Presidentes de América del Sur para avanzar en las grandes líneas de una planificación energética continental, teniendo en cuenta los estudios que se están realizando en este sector hace más de un año.

Fuente: "Un Nuevo Modelo de Integración de América del Sur; Hacia la Unión Sudamericana de Naciones".

Hubo importantes acuerdos generales, entre los que se destacaron el potencial que representan la sinergia de conocimiento, capacidades materiales y experiencia de las empresas públicas de la región, así como también de las privadas, poniéndose énfasis en que el mismo que debía ser revalorado y destinado a impulsar operaciones conjuntas y a identificar áreas comunes, así como también proyectos que pudieran desarrollar las empresas de la región (Ver Recuadro 32).

### RECUADRO 32

#### SÍNTESIS DE LA DECLARACIÓN DE MARGARITA. PRIMERA CUMBRE PRESIDENCIAL ENERGÉTICA SUDAMERICANA

**Fortalecer** las relaciones existentes entre los países miembros de la Comunidad Sudamericana de Naciones sobre la base del uso sostenible de sus recursos y potencialidades energéticas, aprovechando así las complementariedades económicas para disminuir las asimetrías existentes en la región a avanzar hacia la unidad suramericana.

**Reconocer** que el proceso de integración energética involucra como actores principales al Estado, la sociedad y a las empresas del sector, de tal manera que se logre un equilibrio entre los intereses de los países, las necesidades de los pueblos y la eficiencia sectorial.

**Promover** a través de inversiones conjuntas el desarrollo y expansión de la infraestructura de integración energética de la región, con el objetivo primordial de que los recursos de los países productores lleguen a toda la región suramericana y coadyuven a la equidad y justicia social.

**Impulsar** el desarrollo de las energías renovables, ya que cumplen un papel importante en la diversificación de la matriz de energía primaria, la seguridad energética, la promoción del acceso universal a la energía y la preservación del medio ambiente.

**Expresar** su reconocimiento al potencial de los biocombustibles para diversificar la matriz energética suramericana. En tal sentido, conjugarán esfuerzos para intercambiar experiencias realizadas en la región, con miras a lograr la máxima eficiencia en el empleo de estas fuentes, de forma tal que promueva el desarrollo social, tecnológico, agrícola y productivo.

**Señalar** la importancia de asegurar la competitividad entre la producción de todas las fuentes de energía, la producción agrícola, la preservación del medio ambiente y la promoción y defensa de condiciones sociales y laborales dignas, asegurando el papel de Suramérica como región productora eficiente de energía.

Fuente: Declaración de Margarita. Construyendo la integración energética del Sur, Polamar, Isla Margarita, 17 de abril de 2007.

Además, a pesar de la posición discrepante de algunos países, hubo consenso en el enfoque que debía otorgarse al desarrollo de los biocombustibles, tema que generó polémicas durante la Cumbre<sup>84</sup>.

<sup>84</sup> Un mes antes, en marzo de 2007, los presidentes George W. Bush y Luiz Inacio Lula da Silva, firmaron un memorando de entendimiento en el que expresaron su intención de cooperar en investigación, producción y exportación de etanol en el mundo, y propiciar la creación de un mercado global de biocombustibles, con normas y padrones uniformes. En la región en particular, se trata de un amplio plan para expandir conjuntamente la producción de etanol a partir de la caña de azúcar, sobre todo en América Central y el Caribe para exportarlo a Estados Unidos.

Se concluyó destacando que éstos debían orientarse hacia la complementariedad de los combustibles fósiles, siempre y cuando se tenga en consideración el cuidado del desarrollo sustentable de la producción agrícola.

Para generar políticas de consenso en torno a la seguridad y al suministro energético, la I Cumbre Energética Suramericana acordó la institucionalización de las reuniones ministeriales de energía a través de la conformación del Consejo Energético Suramericano, integrado por los Ministros del área, el cual debía elaborar propuestas de lineamientos para una Estrategia Energética Suramericana, un Plan de Acción y un Tratado de Seguridad Energético para la región.

Desde su creación, el Consejo se ha reunido en una oportunidad, en mayo de 2008. En aquella oportunidad, los ministros de Energía, de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) firmaron un Acta y aprobaron dos anteproyectos: el de los lineamientos para la estrategia energética suramericana, así como los correspondientes al plan de acción para la integración energética regional. El tercer punto fue la elaboración de la estructura del Tratado de Seguridad Energética, como un documento que le dé marco regulatorio a la integración. Para diseñar su estructura se le dio al Grupo de Expertos un plazo de seis meses, el cual no pudo ser cumplido, sino hasta su última reunión, los días 15 y 16 de julio de 2009.

Los temas vinculados a los lineamientos de estrategia energética latinoamericana se basan en dos elementos conceptuales: la seguridad energética y los mecanismos de cooperación e integración.

Respecto al tema de la seguridad energética se mencionaron tópicos como el abastecimiento y el intercambio energético regional, el fortalecimiento de la infraestructura energética, la industrialización y el desarrollo energético regional, el uso eficiente de la energía, el impulso de las energías renovables y el fortalecimiento de la relación entre los países productores y consumidores.

En cuanto a los mecanismos de cooperación e integración, se acordaron algunos para lograr la complementariedad en las empresas estatales, intercambio y transferencia de tecnología, la armonización de los aspectos regulatorios entre los países, la integración regional de la planificación, la asociación con los sectores públicos y privados, y la convergencia de las políticas energéticas<sup>85</sup>.

En términos generales, las autoridades presentes en dicho Consejo, consideraron que la relevancia de este tipo de encuentros radica en “que permiten tener un contacto directo entre las autoridades de energía de la región, intercambiar puntos de vista, coordinarse y aprender de las experiencias de cada uno, ya que a fin de cuentas, los desafíos que enfrentamos en materia energética son parecidos”<sup>86</sup>.

Los representantes coincidieron también en señalar la importancia de incorporar, como uno de los principios básicos de cualquier iniciativa que apunte a profundizar la integración energética de la región, la certeza jurídica, la protección de las inversiones, la no discriminación y el resguardo del cumplimiento de los acuerdos... En cuanto al cuidado del medio ambiente, hay coincidencia en que no sólo se trata de hacer un uso eficiente de la energía y promover las energías renovables, sino también realizar una evaluación rigurosa de los proyectos energéticos convencionales, que se les exijan altos estándares, y que utilicen las tecnologías más avanzadas que permitan minimizar los impactos ambientales”<sup>87</sup>.

El Consejo Energético Sudamericano sólo ha sesionado en una oportunidad y ha delegado responsabilidades en el Grupo Técnico de Energía, bajo la presidencia de Venezuela, y la vicepresidencia de Bolivia y Uruguay, el cual ha sesionado permanentemente en Caracas. Las denominadas “Reuniones de Expertos en Energía de UNASUR” han tenido lugar en once oportunidades, la última de las cuales tuvo lugar en julio de 2009, cuando el Grupo concluyó el mandato de los ministros y se aprobó, en ese nivel, la estructura de un Tratado Energético, el cual debe ser ahora ratificado por los ministros en la próxima reunión del Consejo Energético, aún por definirse.

En todas ellas se lograron avances en la elaboración de las bases de la estrategia energética sudamericana, así como en el Plan de Acción. Se tomaron en cuenta básicamente aspectos vinculados a promover la seguridad del abastecimiento, así como del intercambio energético de la región; el fortalecimiento de la infraestructura energética; la necesidad de contar con mecanismos de cooperación y

<sup>85</sup> “UNASUR aprueba anteproyecto de estrategia energética suramericana” SELA, 9 de mayo de 2008. <http://www.sela.org/sela/prensa.asp?id=13238&step=3>.

<sup>86</sup> Declaraciones de Marcelo Tokman, Ministro de Energía de Chile, Caracas, 8 de mayo de 2008 <http://www.chilepotenciaalimentaria.cl/content/view/182669/Ministro-de-Energia-participa-en-Consejo-Energetico-Sudamericano.html>.

<sup>87</sup> Ibid 92.

complementariedad entre las empresas estatales nacionales de hidrocarburos y otros tipos de energías; propiciar el intercambio y transferencia de tecnologías; así como impulsar el desarrollo de las energías renovables y alternativas y avanzar en propuestas de convergencia de las políticas energéticas nacionales, tomando en cuenta el marco legal vigente en cada país, entre otros.

Si bien se registraron avances importantes en la definición de los lineamientos estratégicos y de un plan de acción más detallado, así como en el contenido de lo que sería el Tratado de Seguridad Energética, no se logró organizar la Reunión del Consejo Energético, previo a la III Cumbre Presidencial de la UNASUR realizada en Quito, en agosto de 2009, que permitiera a los Presidentes anunciar el acuerdo de los tres instrumentos mencionados.

Ante tales circunstancias, los presidentes se han limitado a renovar el mandato al Consejo Energético para continuar impulsando el plan de acción, los lineamientos estratégicos, así como el Tratado de Seguridad Energética (Ver Recuadro 33).

### **RECUADRO 33 EL TEMA ENERGÉTICO EN LA DECLARACIÓN PRESIDENCIAL DE LA UNASUR DE 2009**

#### **Desafíos de la UNASUR**

La UNASUR apoyará las iniciativas para introducir energías alternativas y renovables, así como la promoción de la eficiencia en el uso de combustibles, como estrategia a implementar para avanzar hacia un desarrollo económico y social en el marco de una producción medioambiental sostenible.

Reiteran su compromiso con la integración energética regional y subrayan su potencial para promover el desarrollo social, económico y la erradicación de la pobreza. En ese sentido, renuevan su empeño en impulsar el desarrollo de la infraestructura energética de los países como elemento de apoyo a la sustentabilidad de la integración suramericana, fundada en la determinación de los pueblos para avanzar con autonomía en el camino de la unión y la solidaridad.

#### **Acciones de la UNASUR**

En relación a los procesos de integración energética regional, expresan su satisfacción por la constitución e inicio de trabajos del Consejo Energético Suramericano, así como por los avances sustantivos logrados en relación a lineamientos de la estrategia energética, el plan de acción y la estructura del proyecto de tratado energético de Suramérica. Al respecto, instruyen al Consejo Energético a concluir prontamente dichas tareas para su aprobación en una próxima reunión cumbre.

Fuente: Declaración Presidencial de Quito, III Reunión Ordinaria del Consejo de Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), Quito, Ecuador, 10 de agosto de 2009.

A pesar de las dificultades mencionadas, la integración energética constituye uno de los objetivos específicos de la UNASUR, que dispone, además de un plan de acción general que fue aprobado por los presidentes, paralelamente al Tratado de su constitución. Sin embargo, los esfuerzos para lograr consensos en los aspectos más específicos, que trasciendan los principios más generales, es todavía un desafío pendiente en Sudamérica (Ver Recuadro 34).

### **RECUADRO 34 PLAN DE ACCIÓN DE UNASUR PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA: 2008-2009**

Alcanzar la integración energética regional y consolidar la seguridad energética de la región, a través de la complementariedad de todas las fuentes de energía primaria disponibles en el área; el intercambio tecnológico para la búsqueda de nuevas fuentes y recursos energéticos; así como el desarrollo de toda la cadena de valor de la energía, procurando su industrialización.

Elaborar el diagnóstico y balance energético de largo plazo, con el fin de lograr una matriz energética eficiente y eficaz de la región suramericana; identificar oportunidades y potencialidades de integración, fomentar la complementariedad entre los países suramericanos y fortalecer las capacidades institucionales ministeriales en materia estadística y de planificación energética.

Fomentar el desarrollo de proyectos de explotación conjunta de la faja petrolífera del orinoco, república bolivariana de venezuela, dentro del área denominada "bloque suramericano", por vía de un consorcio de empresas mixtas estatales de los países interesados, denominado petrosuramerica, en condiciones contractuales que favorezcan efectivamente la integración suramericana en este sector.

Fuente: Lineamientos para el Plan de Acción 2008-2009 de UNASUR, Brasilia, 23 de mayo de 2008.

## B. Situación de PETROCARIBE

La iniciativa de Cooperación energética Petrocaribe, es uno de las tres componentes que conforman “Petroamérica”. Petrocaribe fue creada en junio de 2005 por 14 países de esa subregión durante el Primer Encuentro Energético de Jefes de Estado del Caribe, realizado en Puerto la Cruz, Venezuela. Actualmente esta Iniciativa congrega a 18 países<sup>88</sup>. Costa Rica ha anunciado en junio de 2009, su interés en incorporarse al Tratado en la próxima Cumbre. (Ver Recuadro 35).

### RECUADRO 35 PAÍSES FIRMANTES DEL TRATADO DE PETROCARIBE

La iniciativa Petrocaribe fue suscrita inicialmente por 14 países: República Bolivariana de Venezuela, Belice, Jamaica República Dominicana (Que también eran miembros del acuerdo de San José) más Antigua y Barbuda, Bahamas, Cuba, Dominica, Granada, Guyana, Saint Kitts y Nevis, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas y Suriname, que no estaban integradas al acuerdo de San José.

Actualmente cuenta con 18 países miembros.

Durante la III Cumbre de Petrocaribe, realizada en Puerto La Cruz, República Bolivariana de Venezuela, en 2006, se adhirieron formalmente Haití y Nicaragua.

Honduras lo hizo durante la IV Cumbre de Petrocaribe, celebrada en diciembre de 2007 en Cienfuegos mientras que Guatemala, durante la V Cumbre realizada en Maracaibo en julio de 2008.

Fuente: [www.petrocaribe.org](http://www.petrocaribe.org).

Los objetivos de Petrocaribe trascienden el suministro del crudo venezolano con facilidades de pago e incluyen la planificación de la política energética de los países miembros, desde la exploración y extracción hasta el transporte; nuevas capacidades de refinación y almacenamiento; desarrollo de la petroquímica; comercialización; capacitación y asistencia tecnológica; y, la creación de empresas estatales de energía en aquellos países donde no existan. Igualmente se contempla el desarrollo de fuentes alternativas de energía renovable.

El acuerdo mejora las condiciones de convenios existentes anteriormente, como el Acuerdo de San José y el Acuerdo Energético de Caracas, que estipulaba el financiamiento de 25% de la factura, con un año de gracia, pagadero en 15 años, con el 2% de interés.

Petrocaribe estableció un financiamiento a largo plazo del 30% de la factura petrolera, cuando el barril estuviera a un precio mayor o igual que 40 dólares, de 40% si el barril alcanzaba los 50 dólares y un 50% si el precio llegaba a los 100 dólares. El pago de los porcentajes financiados tiene un plazo de 25 años, con un 1% de interés y dos años de gracia. El del porcentaje no financiado debe hacerse en 90 días. Venezuela acepta que parte del pago de la factura se realice con bienes y servicios. Sin embargo, durante la Cumbre de Maracaibo, realizada en junio de 2008 se modificaron las condiciones de financiamiento de dicho mecanismo.

Durante la Primera Cumbre de Jefes de Estado de Petrocaribe, se estableció el documento marco y se acordó la conformación del Fondo ALBA Caribe, destinado al financiamiento de programas sociales y económicos, con aportes provenientes de instrumentos financieros y no financieros, contribuciones que se pudieran acordar de la porción financiada de la factura petrolera y los ahorros producidos por el comercio directo.

En septiembre de 2005, tres meses después de la primera reunión de Jefes de Estado, realizada en Puerto La Cruz, tuvo lugar una segunda Cumbre de Jefes de Estado de Petrocaribe, en Montego Bay, Jamaica, oportunidad en la que el gobierno de Venezuela firmó los primeros acuerdos bilaterales de cooperación energética con nueve países<sup>89</sup>. A través de dichos acuerdos, Venezuela suministraría 77 mil barriles diarios de crudos y productos refinados a los nueve países signatarios, sin incluir los volúmenes destinados a Jamaica y Cuba, con los que ya se mantenían acuerdos bilaterales.

<sup>88</sup> Petrocaribe cuenta con un Consejo Ministerial integrado por los Ministros de Energía de los países signatarios, y una Secretaría Ejecutiva ejercida por el Ministerio de Energía y Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela.

<sup>89</sup> Antigua y Barbuda, Belice, Dominica, Granada, Guyana, República Dominicana, Saint Kitts y Nevis, San Vicente y Granadinas y Suriname.

La tercera cumbre realizada en agosto de 2006 en Caracas, se centró en la necesidad de ampliar la capacidad de almacenamiento de petróleo y acelerar la instrumentación del proyecto Alba-Caribe, como mecanismo para impulsar el impacto social directo de Petrocaribe en la lucha contra la pobreza. Se reafirmó la concepción de que la integración energética es tan sólo un instrumento de “la alianza política estratégica que debe permitir el avance hacia formas superiores de integración económica, social y política para transformar al Caribe y a toda América Latina en el escenario del mundo pluripolar que está en proceso de configuración.” (Ver Recuadro 36).

#### **RECUADRO 36**

##### **PETROCARIBE COMO IMPULSOR DE LA INTEGRACIÓN PRODUCTIVA Y EL ESPACIO SOCIAL**

La fase de consolidación en la cual entra PETROCARIBE a partir de la III Cumbre debe trascender el ámbito energético para ubicarse en los espacios de la integración productiva y el desarrollo social, a través de:

- a) La creación de empresas mixtas para la inversión productiva que nos permitan desarrollar nuestras capacidades de manera conjunta y ampliar los mercados.
- b) El establecimiento de acuerdos de compra de productos (cupos de productos) por parte de los países de mayor desarrollo relativo a los países de menor desarrollo, en los rubros de: producción de pollo, pesca, azúcar, bananos, entre otros.
- c) La construcción de infraestructura hotelera para la explotación conjunta de la actividad turística.
- d) La eliminación de todo tipo de barreras y limitaciones por parte de los países de mayor desarrollo relativo a las exportaciones de productos y bienes generados en los países de menor desarrollo relativo.
- e) Articulación de la instrumentación de los programas sociales comunes para optimizar su impacto y el logro de los objetivos propuestos.
- f) Desarrollo conjunto del transporte aéreo y marítimo en tanto que requisito indispensable para la integración real. Esto pudiera lograrse a corto plazo, mediante la modalidad del uso conjunto de la capacidad financiera lograda con el ahorro generado con el 40% de la factura energética.

Fuente: Declaración Política de Jefes de Estado y de Gobierno, III Cumbre de Petrocaribe, Caracas, 11 de agosto de 2009.

Asimismo, diez<sup>90</sup> de los países asistentes a la tercera cumbre firmaron el Tratado de Seguridad Energética (TSE) propuesto por el gobierno de Venezuela (Ver Recuadro 37).

#### **RECUADRO 37**

##### **TRATADO DE SEGURIDAD ENERGÉTICA EN EL MARCO DE PETROCARIBE**

El TSE busca profundizar el intercambio tecnológico en materia hidrocarburífera para disminuir las brechas económicas y sociales en la región. Promueve ampliar la capacidad de refinación, construir o mejorar la infraestructura energética para el despacho, recepción, transporte, almacenaje y distribución de crudo y productos.

El TSE busca profundizar el intercambio tecnológico en materia hidrocarburífera para disminuir las brechas económicas y sociales en la región. Promueve ampliar la capacidad de refinación, construir o mejorar la infraestructura energética para el despacho, recepción, transporte, almacenaje y distribución de crudo y productos.

Asimismo, desarrollar paralelamente las políticas y medidas para que cada país produzca 10% de su capacidad de siembra a la producción de etanol, la construcción de plantas de licuefacción y regasificación, así como la introducción del gas en su matriz energética.

El TSE también fomenta el uso racional de energía, en la búsqueda del máximo ahorro y la eficiencia, para ello impulsa el desarrollo de polos petroquímicos, la sustitución de artefactos de alto consumo energético por equipos más eficientes, y el empleo de energías alternativas como la eólica, la solar, la geotérmica, hidroeléctrica, entre otras.

Los países miembros se comprometieron a crear y fortalecer empresas mixtas binacionales, y a negociar directamente entre Estados para eliminar los intermediarios. Como parte del Tratado de Seguridad Energética los ministros de energía de la región aprobaron una cartera de 10 proyectos en materia de ahorro y uso eficiente de la Energía; 44 proyectos piloto en materia de energía renovable, en las áreas de energía solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica y eólica.

Fuente: Países de Petrocaribe se adhieren al Tratado de Seguridad Energética, Caracas 12 agosto de 2007. [http://iicumbrepetrocaribe.menpet.gob.ve/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readmenu.tpl.html&newsid\\_obj\\_id=333&newsid\\_temas=1](http://iicumbrepetrocaribe.menpet.gob.ve/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=333&newsid_temas=1).

<sup>90</sup> Las naciones firmantes fueron: Granada, Belice, Cuba, Dominica, Haití, Nicaragua, San Vicente y Granadinas, Jamaica, Surinam y Venezuela.

En este marco, se consideró la Refinería Cienfuegos, Cuba, como un centro de procesamiento y acopio, en el cual se manufacturarían combustibles para su distribución entre los países miembros de PETROCARIBE. Esta fue inaugurada en diciembre de 2007 y su puesta en marcha se inserta en el nuevo plan de PDVSA, de construir diez nuevas refinerías y expandir otras ocho en América Latina y el Caribe, durante los próximos 10 años, con una inversión estimada de 22 mil millones de dólares.

El objetivo de la refinería no sólo será producir combustibles, sino procesar materias primas para la petroquímica, con la instalación de un polo petroquímico, que trabajará con gas traído desde Venezuela y permitirá generar insumos para la agricultura, tales como fertilizantes. El centro de refinación se está ampliando para elevar su capacidad de procesamiento de 65 mil barriles diarios a un rango comprendido entre 108 y 150 mil barriles diarios.

Otro ejemplo es el caso de Jamaica. Con el fin de ampliar la Refinería de Kingston, PDV Caribe, y la empresa estatal energética Petroleum Corporation of Jamaica, decidieron compartir acciones de la Empresa Mixta Petrojam. (PDV Caribe adquirió 49% de las acciones de Petrojam) La ampliación de la refinería de Kingston, permitirá elevar su capacidad de procesamiento de 27 mil a 50 mil barriles diarios. PDV Caribe suministra 23,5 mil barriles diarios de hidrocarburos a Jamaica como parte del Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe (Ver Recuadro 38).

### RECUADRO 38 RESULTADOS DE PETROCARIBE

Desde la firma del Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe en 2005, hasta el primer semestre de 2008, el suministro acumulado de petróleo y productos en el marco de la iniciativa alcanzó 59 millones de barriles. La porción financiada de la factura petrolera (2.007 millones de dólares) representa para los países que recibieron el suministro un ahorro por 921 millones de dólares, estimado en 14 dólares por barril.

Los logros asociados a los proyectos en las áreas de refinación, generación eléctrica e infraestructura, totalizan una inversión de 24 mil 566 millones de dólares, y una generación de 59.647 empleos directos e indirectos, a través de la conformación de once empresas mixtas en las que participan nueve naciones miembros.

En el periodo comprendido entre 2007 y 2009, 14 países de los 18 miembros de PETROCARIBE han activado el mecanismo de suministro de crudos y productos, reportándose un aumento en los volúmenes entregados de 59 mil barriles a 121 mil barriles diarios, lo que equivale a un incremento de 105% en dicho lapso.

Tomando en consideración el suministro real acumulado y el impacto económico generado, puede apreciarse que la factura total por concepto de suministro de hidrocarburos ha alcanzado un monto de 6 mil 900 millones de dólares, de los cuales 1,4 representa el ahorro tangible, mientras que 2 mil 900 millones de dólares corresponden a la cantidad financiada a largo plazo. Estas cifras se encuentran soportadas por un nivel de intercambio del orden de los 90,5 millones de barriles en el periodo mencionado.

El suministro real no se ha limitado exclusivamente al rubro de combustible (gas, gasolina, diesel, jet, entre otros), sino que también contempla las inversiones en proyectos de infraestructura que permiten el desarrollo de sistemas de distribución de combustibles en distintos países miembros de PETROCARIBE como Dominica, San Vicente y las Granadinas, Granada, Saint Kitts y Nevis y Nicaragua, alcanzando una capacidad potencial de distribución de 727 mil barriles.

En lo que se refiere a almacenamiento, se encuentra en construcción un tanque adicional de combustible para la planta eléctrica en Saint Kitts y Nevis, con una capacidad de 5 mil barriles, a fin de aumentar la capacidad de generación eléctrica de este país. Asimismo, y como parte de la estrategia de ampliación de los sistemas de combustibles, destaca el proyecto de plantas de llenado de bombonas de GLP en San Vicente y las Granadinas (con capacidad para 20 mil bombonas por mes). Estas iniciativas han generado un aproximado de 374 empleos directos y 800 indirectos, contribuyendo decisivamente con el desarrollo socioeconómico de los países y de sus poblaciones en los cuales se encuentra dicha infraestructura.

En el ámbito de la energía eléctrica, el alcance del Tratado de Seguridad Energética de PETROCARIBE incluye la ampliación de la red de distribución del servicio eléctrico a través de la construcción, financiamiento y ampliación de plantas de generación en Nicaragua, Haití, Saint Kitts y Nevis y San Vicente y las Granadinas. Con dichos proyectos se alcanzaría una capacidad de 320 MW y se cubriría entre el 17% y el 40% de la demanda eléctrica total de los países involucrados, generando 434 empleos directos y 482 indirectos.

Por otro lado, y con el fin de asegurar para el Caribe un circuito de refinación que maximice las economías de coordinación e influyan en la formación de precios en los mercados de productos derivados de petróleo en la cuenca del Atlántico, se han conceptualizado ocho proyectos de refinación ubicados en Cuba, Nicaragua, Haití, Jamaica y Dominica, que buscan alcanzar un nivel de capacidad de manufactura por el orden de los 580 mil barriles diarios, con una inversión aproximada de 24 mil millones de dólares. La instrumentación de estos proyectos prevé la generación de 17 mil 844 empleos directos y 39 mil 713 indirectos.

(continúa)



## Recuadro 38 (conclusión)

PETROCARIBE trasciende lo meramente energético y ha extendido su accionar al área de desarrollo social. A través del Fondo Alba Caribe y los fideicomisos para el manejo de la factura energética financiada a largo plazo, se están desarrollando 48 proyectos sociales en 11 países miembros, representando una inversión de 222 millones de dólares, que comprenden desde programas de construcción de viviendas hasta proyectos de salud, vialidad, seguridad ciudadana y educación, entre otros. Los proyectos sociales desarrollados en el marco de PETROCARIBE, benefician a una población de más de 4 millones de personas.

Fuente: Presentación Ministro Rafael Ramírez, Presdiente de PDVSA, VI Cumbre de Petrocaribe Consejo Ministerial Basseterre, Saint Kitts y Nevis, junio de 2009.

En el marco de PETROCARIBE, el gobierno venezolano ha planteado la constitución de una alianza estratégica entre empresas estatales para explotar el bloque Boyacá 3 de la Faja Petrolífera del Orinoco. El bloque estaría a cargo de una “empresa grannacional” y las cantidades de petróleo que se extraigan serían exportadas a los diferentes centros de refinación y distribución que posee Petrocaribe en Jamaica, Cuba y Dominica, entre otros países, para cubrir la demanda de crudo y productos derivados en el Caribe y Centroamérica. La propuesta se encuentre aún en estudio.

Asimismo, durante la V Cumbre de Jefes de Estado de Petrocaribe, realizada en Maracaibo en julio de 2008 se planteó una estrategia para enfrentar el déficit de fertilizantes en el Caribe. Para ello se creó el Consejo de Ministros de Agricultura de PETROCARIBE y un fondo con aportes equivalentes a 0,5 centavos de dólar proveniente de cada barril exportado que se cotice por encima de los 100 dólares, fuera de los convenios de cooperación por Venezuela. Se tenía previsto que este fondo se destinaría a financiar iniciativas agroalimentarias en los países miembros, para que puedan alcanzar la seguridad alimentaria. Si bien el fondo no pudo concretarse debido al descenso de los precios del petróleo, durante la VI Cumbre de Petrocaribe realizada en Saint Kitts y Nevis, en junio de 2009, el compromiso fue reafirmado (Ver Cuadro 3).

**CUADRO 3**  
**CUMBRES PRESIDENCIALES DE PETROCARIBE**

I Cumbre	Puerto La Cruz, Venezuela (Rep. Bol. de), en junio de 2005
II Cumbre	Montego Bay, Jamaica, en septiembre de 2005
III Cumbre	Caracas, Venezuela (Rep. Bol. de), en agosto de 2007
IV Cumbre	Cienfuegos, Cuba, en diciembre de 2007
V Cumbre	Maracaibo, Venezuela (Rep. Bol. de), en julio de 2008
VI Cumbre	Baseterre, Saint Kitts y Nevis, en junio de 2009

Fuente: [www.petrocaribe.org](http://www.petrocaribe.org).

En esa misma Cumbre, los Jefes de Estado y de Gobierno analizaron los esquemas de financiamiento existentes con el fin de mejorarlos en función del nuevo contexto energético, así como de las economías de los países miembros. Dichas opciones, no han considerado la modificación de los términos de tiempo de pago, ni el incremento del porcentaje de la factura que se cancela en efectivo.

La propuesta actual que rige el intercambio comercial de crudos y productos en el ámbito de Petrocaribe, está estructurada en función de los precios del petróleo. “Las opciones en estudio buscan deslindar las obligaciones de pago en efectivo del precio del petróleo mediante el establecimiento de una tasa única que elimina la exposición de dichos pagos a la volatilidad de los precios y reduce el porcentaje del monto a pagar en efectivo por debajo de lo que contempla el acuerdo actual a los precios vigentes”<sup>91</sup>.

Asimismo, una de los acuerdos más importantes de la VI Cumbre Presidencial efectuada en junio de 2009 en Saint Kitts y Nevis, fue el estudio del diseño de un mecanismo de financiamiento, que involucra la creación de un fondo complementario, que permitirá refinanciar, a través del Banco del ALBA, los compromisos derivados de los acuerdos hasta la fecha, y aliviar así la carga financiera de los países.

<sup>91</sup> Comunicado de la Secretaría Ejecutiva de PETROCARIBE, 16 de agosto de 2009.

## C. Situación del acuerdo de San José

El Acuerdo de San José, creado el 3 de agosto de 1980, fue el primer antecedente en la región de un programa que facilita el financiamiento de la factura petrolera de países importadores de Centroamérica y algunos del Caribe (Ver Cuadro 4).

**CUADRO 4**  
**MIEMBROS DEL ACUERDO DE SAN JOSÉ**

Barbados	Honduras
Belice	Jamaica
Costa Rica	Nicaragua
El Salvador	Panamá
Guatemala	República Dominicana
Haití	

Fuente: Ruiz Caro, Ariela (2006) "Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe", Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 106, CEPAL, Naciones Unidas, Santiago de Chile, abril.

En el marco de este convenio, México y Venezuela suministraban conjuntamente 160 mil barriles diarios, 80 mil barriles cada uno, de petróleo crudo y/o productos refinados. El Acuerdo incluía un esquema de cooperación financiera que consistía en el establecimiento de líneas de crédito que ofrecían tanto México como Venezuela, calculadas con base en un porcentaje que oscilaba entre un 20% y un 25% de la factura petrolera de cada país beneficiario, la cual era 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 otorgaban estos préstamos para financiar proyectos de desarrollo por entre el 20 y 25 por ciento del precio de venta del petróleo, eran 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 tomaban como referencia las establecidas por otras entidades financieras internacionales y entes multilaterales como el BID. En 2003, ese Programa de Cooperación constituyó la principal fuente de financiamiento de las exportaciones no tradicionales, a través de la ejecución de proyectos en los cuales tuvieron participación directa más de 110 empresas venezolanas, mediante la incorporación de bienes y servicios nacionales en los mercados de estos países<sup>92</sup>.

En el caso de México, los financiamientos se otorgaban a través del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), del Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (BANCOMEXT). Mediante el mecanismo se financiaban tanto exportaciones de productos mexicanos a los países participantes, así como exportaciones de los países participantes hacia México.

Es decir, el financiamiento ofrecido en el marco del Acuerdo de San José estuvo 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, el acuerdo fue renovado anualmente. Sin embargo, el mecanismo no opera actualmente, debido básicamente a la creación de Petrocaribe en junio de 2005, mecanismo que ofrecía mejores condiciones para el financiamiento de la factura petrolera de los países participantes de la región<sup>93</sup>. La última renovación tuvo lugar en 2007.

## D. Acuerdo de cooperación energética de Caracas

En octubre de 2000, los Presidentes de diez países de Centroamérica y el Caribe suscribieron el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, en un contexto en el que la propuesta del gobierno de

<sup>92</sup> Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, Nota de prensa publicada el 8 de agosto de 2003.

<sup>93</sup> Con anterioridad, en diciembre de 2005, autoridades del gobierno de México consideraban necesario darle una visión nueva, actual al mecanismo y confiaba en que Venezuela tendrá el mismo interés.

Venezuela, en 1999, de ampliar el Acuerdo de San José e incluir a Cuba y otros pequeños países de las Antillas, no prosperó.

Al lanzarse esta iniciativa se proyectó que la misma se desarrollaría en varias etapas, puesto que la cobertura del mismo podría extenderse a otros países. 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<sup>94</sup>.

Los diez acuerdos variaron fundamentalmente por los volúmenes de crudo que recibirían los países en función de las características, de la estructura energética y de consumo de cada país (Ver cuadro 5).

**CUADRO 5**  
**SUMINISTRO DIARIO DE CRUDO EN EL MARCO DEL ACUERDO DE**  
**COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS**

Países	Cantidad de barriles
Rep. 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 estableció 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<sup>95</sup> y una tasa de interés anual de 2 por ciento. Asimismo, que éste funcionaría en paralelo al Acuerdo de San José. Sin embargo, ya entonces, muchos países consideraban que, con el tiempo, el Acuerdo de San José se había vuelto bastante rígido, pues no facilitaba su modificación para incorporar a otros países. El gobierno de Venezuela consideraba, además, que no debía condicionarse a los países suscriptores del convenio, el empleo de bienes y servicios venezolanos<sup>96</sup>.

Al Acuerdo Energético de Caracas se sumó el Convenio Integral de Cooperación suscrito con Cuba, también en el año 2000. Mientras que el segundo sigue vigente, y se ha ido actualizando, el primero ha sido absorbido por Petrocaribe, que ofrece condiciones más favorables a las que se establecieron en el Acuerdo Energético de Caracas, y sólo está vigente para países fuera de la región del Caribe, como Bolivia y Paraguay.

<sup>94</sup> Barbados no firmó el acuerdo y señaló que requería mayor tiempo para que su gabinete ministerial conociera el documento.

<sup>95</sup> Sólo a Nicaragua y Honduras, como naciones altamente endeudadas les fue concedido un año y medio de gracia. Asimismo, en sus convenios se estableció que el financiamiento se amortizaría por completo cuando se cumplieran 15 años, mientras que los textos de los demás acuerdos indicaban un plazo de "hasta 15 años para su amortización".

<sup>96</sup> Declaraciones del presidente Hugo Chávez en diario "El Universal" Caracas, 20 de octubre de 2000.

## Síntesis y conclusiones

---

En diferentes grados, la liberalización y desregulación de los regímenes de tratamiento a las inversiones, así como de los servicios en el sector energético en los noventa, impulsaron la eliminación de 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.

Dichos parámetros de política económica estuvieron plasmados en la Iniciativa Energética Hemisférica, impulsada por Estados Unidos con el fin de garantizar el suministro de hidrocarburos en la región. Ésta fue lanzada en el marco de la primera Cumbre presidencial de las Américas en 1994, en un contexto en el que fueron descubiertos importantes yacimientos de gas en Perú, Bolivia, Venezuela y Colombia, así como de nuevos yacimientos de petróleo en Argentina, Colombia y Brasil.

A pesar que algunos países incrementaron la producción de hidrocarburos, las reformas del sector, no dieron los resultados esperados. Transcurridos algunos años, en algunos países que privatizaron sus empresas públicas energéticas, hubo problemas con la producción y reservas de petróleo y gas, pues se puso más énfasis en la producción que en la exploración.

El proyecto Hemisférico de Integración Energética empezó a perder dinamismo, y después de 2001 no tuvieron lugar las reuniones anuales de ministros de energía que hasta entonces se habían realizado anualmente. Al interior de Estados Unidos, también empezaron a tener lugar también algunos cambios de enfoque en lo relativo a la seguridad energética. Las consecuencias de las emisiones de dióxido de carbono proveniente de los combustibles fósiles y el peligro de sus efectos en el cambio climático, dieron lugar a que el gobierno otorgara más énfasis al impulso de las energías renovables y limpias, que a la diversificación de

las fuentes del suministro energético. Ya en febrero de 2006, el entonces presidente de Estados Unidos, George Bush, sostuvo ante el Consejo Económico Nacional que sería el poder de la tecnología el que reduciría la dependencia de las fuentes extranjeras de energía. Se planteó que, para que el país pudiera seguir siendo una economía competitiva, no sólo se requería disponer de proveedores seguros y confiables, sino de energías limpias.

El nuevo gobierno norteamericano que asumió funciones en enero de 2009 tiene proyectado instrumentar el plan “Nueva Energía para Estados Unidos”, una de cuyas metas es lograr la independencia del petróleo “proveniente de regímenes hostiles”. En mayo de 2008, antes de ser electo, el actual presidente propuso una “Alianza Energética de las Américas” para producir conjuntamente energías alternativas en la región. Poco antes, en marzo de 2007, los presidentes de Brasil y Estados Unidos firmaron un acuerdo de cooperación para impulsar la producción y exportación de etanol en la región.

Este Plan, que otorga un mayor énfasis en el desarrollo de energías limpias y renovables se enfrenta a condiciones complejas. El descenso de los precios internacionales del petróleo, que evolucionaron desde los niveles más altos de todos los tiempos (147 dólares por barril en julio de 2008 a menos de 50 dólares en enero de 2009) y la recesión de la economía internacional iniciada en Estados Unidos, constituyen un desincentivo para invertir en el desarrollo de tecnologías limpias y renovables. Otro de los aspectos que podría dificultar la puesta en marcha de este proyecto es la negativa de la nueva administración a eliminar los aranceles que se cobran en Estados Unidos sobre las importaciones de etanol de caña de azúcar procedente de Brasil, equivalentes a 0,54 dólares por galón, más una tasa advalorem del 2,5%.

Con esta perspectiva, el tema energético estuvo nuevamente presente en la V Cumbre de las Américas realizada en Puerto España, Trinidad y Tobago en abril de 2009. Sin embargo, el texto de la Declaración no contiene una manifestación expresa del Gobierno norteamericano para establecer una alianza al respecto, ni el alcance de la financiación que está dispuesto a otorgar para establecer fondos para estudios de viabilidad para el desarrollo de nuevas industrias de energía solar o eólica, o desarrollo de biocombustibles para uso interno y de exportación.

En América Latina y el Caribe, los principales países productores y exportadores de petróleo tienen posiciones distintas con respecto a la estrategia política de seguridad energética de Estados Unidos. México es considerado un aliado estratégico para contribuir a garantizar dicha seguridad energética. Esto ocurre a pesar que México es uno de los países latinoamericanos que, por algunos preceptos constitucionales, ha avanzado menos en la desregulación y privatización de su sector energético. Sin embargo, hay otros ámbitos como el comercio de productos energéticos, facilitado por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), en el que se ha avanzado significativamente. México es el principal proveedor latinoamericano de petróleo crudo a Estados Unidos y, a su vez, el principal importador de productos refinados de petróleo provenientes de ese país. El problema es que la vida útil de las reservas de México, así como las de Canadá, son reducidas. En cambio las de Venezuela tienen mayor alcance, por lo cual el país constituye una pieza clave en la construcción del proyecto de integración energética hemisférica.

La estrategia venezolana, en cambio, se contraponen a la de Estados Unidos, que ha fijado los aspectos internacionales de su política energética en el Plan Siembra Petrolera 2005-2012. Allí se define una nueva visión geopolítica y geoestratégica, al buscar la diversificación de su mercado de exportaciones para el petróleo, así como las fuentes de capital para inversión y tecnología. El Plan no sólo se propone garantizar el suministro a los países latinoamericanos y del Caribe y otorgar mejores condiciones de financiamiento de la factura petrolera para los importadores. Adquieren también relevancia mercados de otras regiones como Asia, especialmente China. Por otro lado, al concebirse al petróleo como herramienta fundamental para la integración latinoamericana, la fase de refinación también tiene un lugar fundamental en las iniciativas de cooperación e integración energéticas.

Como Venezuela tiene como objetivo reducir la dependencia de sus exportaciones petroleras a Estados Unidos, es desde este país donde han surgido y se han instrumentado las mayores iniciativas de cooperación e integración energética en la región. Esta política es sustantivamente distinta a la que prevalecía en la década de los noventa, en que la empresa PDVSA tuvo una importante presencia en los países consumidores del mundo industrializado, especialmente Estados Unidos, al concentrar también sus inversiones en instalaciones de refinerías en éstos.

La política energética puesta en marcha, a partir del 2000, por el gobierno venezolano otorga más énfasis al Estado que al mercado, y promueve la participación nacional dentro de las asociaciones con las empresas petroleras internacionales. Es sobre la base conceptual de estos lineamientos que se impulsan las iniciativas de integración en la región. Con diversos grados, éstas han tenido aceptación en un contexto en que muchos gobiernos, especialmente sudamericanos, han puesto en cuestionamiento los esquemas de liberalización y desregulación de la economía en sus distintas esferas ante los insuficientes resultados alcanzados.

Algunos gobiernos en la actualidad consideran que las medidas de apertura del mercado debilitaron la capacidad de control de los Estados sobre la explotación y el procesamiento de los hidrocarburos en sus respectivos países y redujeron los ingresos fiscales provenientes de ese sector de sus economías. Los países que realizaron las reformas económicas más profundas fueron Argentina, Bolivia y Perú. En los últimos años, los dos primeros han intentado revertir estas medidas. En Bolivia, se nacionalizó la industria petrolera y gasífera, y en Argentina se creó la empresa estatal ENARSA, que realiza actividades de exploración y explotación en asociación con empresas estatales latinoamericanas, como PDVSA.

En este nuevo marco político, los países se han esforzado en intentar acuerdos de complementariedad de gas y petróleo, e inclusive intentado marcos legales que definan los términos de un tratado de energía que garantice el suministro regional. Es sabido que los distintos niveles de producción y consumo de energía en la región, dan muestra de su enorme potencial de complementariedad e integración. Si bien existe un intercambio relativamente amplio de insumos energéticos entre los países, la actividad comercial no ha redundado en una mayor integración entre los mercados domésticos de cada nación. En general, los intercambios se han realizado de forma bilateral y no ha habido avances significativos en la construcción de un mercado común en materia energética.

Tanto en los proyectos conjuntos de producción y suministro eléctrico, como en los de suministro de gas, a nivel bilateral, prevalecen conflictos, algunos de larga data. Una de las divergencias más significativas tienen lugar en las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú (entre Paraguay y Brasil) y Yacyretá (entre Paraguay y Argentina). Éstas se concentran, en ambos casos, en aspectos similares: la soberanía sobre los excedentes de la energía eléctrica que Paraguay no consume y la compensación que ambos países realizan por el suministro obligatorio de la energía proveniente del primer país.

El Tratado de Itaipú estipula que ambos países se dividirán en partes iguales la producción energética que la central provea. Sin embargo, el 5% de lo que genera Itaipú es suficiente para satisfacer cerca del 90% de todas las necesidades energéticas de Paraguay. El 45% restante debe de ser cedido a Brasil a un precio fijo, cercano a su precio de costo. El excedente no puede ser vendido ni negociado a terceros, y tampoco se puede utilizar el precio de mercado como parámetro de negociación. Al gobierno paraguayo le interesa vender energía en el mercado regional, (especialmente en el mercado brasileño), a través de la ANDE.

El actual presidente de Paraguay, ha realizado gestiones tendientes a que Brasil reconsidere la renegociación del Tratado, firmado durante las dictaduras militares de 1973. En junio de 2009, el gobierno reclamó por primera vez, ante la Asamblea General de la Organización de Estados Americanos (OEA), la soberana utilización del 45% de la energía que le pertenece. Un mes después, en julio, los presidentes de ambos países suscribieron, la declaración "Construyendo Una Nueva Etapa en la Relación Bilateral", que enumera 31 medidas presentadas por Brasil entre las cuales figura el reajuste de la tasa de derechos de cesión del uso de la energía y la negociación de la parte no consumida por Paraguay en el mercado libre brasileño. Las medidas tienen que ser aprobadas por el Congreso.

Por otro lado, el nuevo gobierno de Paraguay ha dado a conocer su interés por abrir la posibilidad de exportar a Uruguay energía de Yacyretá, cambiando así uno de los principios más importantes del Tratado. Éste es, junto con las compensaciones por la deuda contraída para la construcción de Yacyretá, al igual que ocurre con Itaipú, uno de los reclamos más importantes.

Los conflictos han estado presentes también en el suministro de gas entre países superavitarios y deficitarios de la región. A raíz del decreto de nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia a principios de mayo de 2006, el gobierno renegoció los contratos de suministro y los precios del gas natural con los países vecinos, Argentina y Brasil, sus principales clientes. El gobierno de Bolivia

buscaba un incremento del precio del gas natural, que en aquel momento vendía a casi la mitad del valor al que se cotizaba en los mercados internacionales. Paralelamente, coincidía con la aspiración argentina de aumentar la cantidad del suministro.

En junio de 2006, los presidentes de Bolivia y Argentina, firmaron un convenio por 20 años en el que el primer país se comprometía a suministrarle a Argentina 27,7 millones de metros cúbicos diarios de gas a partir de 2011, de los cuales 20 millones serían inyectados en el futuro Gasoducto del Noreste Argentino (GNA). Un año y medio después, éste tuvo que renegociarse debido a la imposibilidad de Bolivia de hacer frente a los compromisos de suministro de gas natural asumidos con Argentina.

Por otro lado, en mayo de 2007, un año después de que Bolivia nacionalizara sus hidrocarburos el gobierno firmó con el de Brasil, un contrato de compra y venta de gas que estará vigente hasta el año 2019. Dicho acuerdo logró conciliar posiciones divergentes entre los intereses de Bolivia y de Brasil.

En el Plan Estratégico 2020 y Plan de Negocios 2008-2012 de Brasil, Petrobras no prevé, por lo menos en el corto plazo, incrementar sus compras de gas a Bolivia por encima de los 30 millones de metros cúbicos diarios. El gobierno brasileño tiene la intención de diversificar las fuentes y de importar gas de otros países. En ese marco, se aprobó la construcción de dos plantas de regasificación de gas: una en Río de Janeiro, que empezó a funcionar en 2009, y la otra en el estado de Ceará, en el nordeste del país, en funcionamiento desde 2008, que tendrán capacidad para transformar alrededor de 20 millones de metros cúbicos de gas. Asimismo, Brasil creó el Plan de Anticipación de la Producción de Gas Natural (Plangas), que fija como prioridad el descubrimiento de yacimientos de gas natural.

En el caso de Argentina con Chile, las reformas económicas y la privatización en el sector energético durante la década de los noventa, impulsaron al primer país, que tenía excedentes en reservas de gas, la construcción de gasoductos de exportación dirigidos especialmente a Chile, aunque también a Brasil y Uruguay. Esta construcción estuvo promovida por empresas privadas productoras de gas en Argentina, así como por empresas generadoras eléctricas.

Chile optó, entonces, por diseñar una estrategia de expansión del parque de generación eléctrica en base a ciclos combinados, lo cual dio lugar a una rápida diversificación de la matriz energética. El uso del gas penetró en el sector industrial, residencia, comercial y vehicular. Sin embargo, este proceso de suministro de gas de Argentina a Chile se vio interrumpido a partir de 2004. El incremento del consumo interno de gas en Argentina –dados los precios artificialmente bajos del gas (como consecuencia de la Ley de Emergencia Económica, que dio lugar a la devaluación del tipo de cambio y pesificación de la economía, en 2002), la recuperación económica que registró el país, y la falta de inversiones en el sector energético (no sólo por la pesificación, que las desincentivó, sino por la poca inversión en exploración que hubo en el sector desde la privatización de los hidrocarburos a mediados de los noventa)– dieron lugar a que las autoridades de Argentina, impidieran que las empresas exportadores y transportadoras cumplieran sus compromisos de suministro de gas.

Los efectos derivados del corte de suministro de gas de Argentina a Chile han sido variables en volumen dependiendo de la estacionalidad y disponibilidad y han obedecido a la asignación que otorgaban las autoridades a los exportadores, las cuales fueron variando según el año. Estos cortes han tenido en Chile efectos importantes en sus dimensiones económicas y políticas. En el sistema eléctrico, han sido especialmente drásticos, pues se produjo un incremento en los costos marginales de generación. Las pérdidas por estas interrupciones las han asumido las empresas y, finalmente, los clientes, toda vez que el precio es libre.

La falta de suministro energético de Argentina a Chile dio lugar al diseño de un Plan de Seguridad Energética que, entre otros, llevó al gobierno chileno a tratar de cambiar la matriz energética del país, e impulsar la construcción en Quintero, de una planta de licuefacción que permitiría comprar gas natural en estado líquido a cualquier otro país del mundo y regasificarlo. Para reforzar aún más su independencia energética, se tiene previsto, en el 2010, concluir con otro proyecto de similares características al de Quintero en Mejillones, el cual se empezó a construir en marzo de 2008. Se prevé que éste va a satisfacer por completo la demanda del norte chileno.

Pero no sólo Chile busca el suministro de gas natural licuado (GNL) y la instalación de plantas en su territorio. El gas natural licuado ha surgido como una fuente de recursos que otorga mayores garantías de disponibilidad e independencia y permite diversificar las fuentes de origen del abastecimiento de combustible de los países. No sólo Chile, sino Brasil, e incluso Argentina, recurren a esta fuente energética, a pesar de los mayores costos.

En Brasil, están en funcionamiento dos plantas regasificadoras., en Rio de Janeiro y Ceará. Argentina contrató el año pasado un barco regasificador ubicado en Bahía Blanca. Si bien no existen proyectos para construir un puerto o Terminal de GNL, esta alternativa ha logrado compensar la disminución de la producción doméstica de gas natural, así como las limitaciones que han existido del suministro desde Bolivia.

Estas muestras de falta de acuerdos en las interconexiones gasíferas de la región, han tenido lugar también en algunos intentos de suministros de gas multilateral, donde era necesario un marco legal multilateral. Un ejemplo destacable de ello fue el denominado anillo energético, proyecto de interconexión gasífera del Cono Sur, impulsado fundamentalmente por Chile, con el fin de suplir su déficit energético, a partir de los problemas de abastecimiento de Argentina usando parte de las reservas de los yacimientos de gas de Camisea. En las reuniones realizadas, Bolivia sólo participó en calidad de observador, pues condicionaba su participación plena a la solución de su mediterraneidad. Por otro lado, en el texto del Tratado Internacional que regiría el funcionamiento de este gasoducto del Cono Sur, hubo desacuerdos en aspectos claves como la definición de situaciones de emergencia que pudieran dar lugar a la suspensión del suministro, y la de los mecanismos de solución de controversias.

En los organismos de integración subregional, así como en otros Tratados o Acuerdos específicos de cooperación energética, sí han tenido lugar algunos esfuerzos importantes, no sólo en la infraestructura, sino en aspectos legales, sobre todo para interconexión eléctrica. Asimismo, han tenido lugar iniciativas de suministro de gas y petróleo, pero éstas sólo han funcionado en mecanismos creados específicamente para estos fines. En el ámbito de las interconexiones gasíferas, o construcción de refinerías compartidas, los organismos de integración no han logrado avances.

En efecto, en los países miembros del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), el núcleo central de la integración energética tiene actualmente lugar en el ámbito eléctrico. Esta iniciativa es liderada en el marco del ex Plan Puebla Panamá (denominado a partir de 2008, Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica) por México, en la que participa también Colombia desde 2009. El “Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central” (SIEPAC) tiene como objetivo la consolidación de un mercado eléctrico regional, que permita ayudar a satisfacer la demanda de energía eléctrica de los países de América Central. El mismo ha registrado múltiples atrasos en su ejecución, pero se tiene previsto que el mercado eléctrico regional comience a funcionar a partir de enero de 2010, fecha en que la línea entrará en operación parcial, y total en 2011.

En el ámbito de la Comunidad Andina (CAN), la acción más significativa en el campo de la integración energética ha tenido lugar también en las interconexiones eléctricas. Cuando se instrumentó la Decisión 536 en 2002, se aspiraba a establecer mecanismos que permitiesen el intercambio de energía eléctrica entre los países, de tal forma que éste pudiera realizarse también mediante las redes de interconexión de un tercero. La Decisión estableció un marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. No fue un instrumento de promoción, pues no contempló fondos orientados a dicho fin. Asimismo, se dejó en libertad a los países para realizar convenios bilaterales, pues tampoco se trataba de una normativa común que sustituyera a las nacionales, sino solamente regía aquellos aspectos que no eran abordados por las normas nacionales.

A pesar que la Decisión facilitó los intercambios de energía eléctrica, sobre todo entre Colombia y Ecuador, los problemas por el reparto de las rentas de congestión generaron conflictos, lo que determinó que el volumen de transacciones eléctricas disminuyera entre ambos países. En mayo de 2009, se propuso revisar la Decisión 536 y suspenderla transitoriamente por un período de hasta dos años con el fin de analizar y modificar el marco general de transacciones de energía eléctrica. Pero los problemas regulatorios de los cargos de congestión no son los únicos que han presentado problemas en la legislación andina. Hay situaciones problemáticas que no se definen claramente, como el suministro en caso de emergencia. La



legislación andina establece el principio de no discriminación de mercados, pero la realidad indica que, en casos de emergencia, originados por la poca oferta, primero se suministran los mercados internos.

En el Mercado Común del Sur (MERCOSUR), no se han registrado avances importantes en las normativas que rigen los intercambios eléctricos y gasíferos en la región las mismas que datan de 1998 y 1999, respectivamente. Estas normativas, sin embargo, no presentan la complejidad requerida en función del potencial que presenta esta subregión; es imprescindible la incorporación, entre otros, de dispositivos para la solución de controversias, así como para normar situaciones de riesgo.

En cuanto a gas y petróleo se refiere las iniciativas planteadas en la región mesoamericana se encuentran paralizadas. Entre diciembre de 2005 y hasta antes de junio de 2008, cuando los mandatarios de Centroamérica, Colombia y México acordaron la reestructuración del Plan Puebla Panamá (PPP) y su evolución hacia el Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica (Proyecto Mesoamérica), una de las iniciativas más importantes en el ámbito de la cooperación e integración energética centroamericana fue la referida al Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM).

Por iniciativa de México, los Jefes de Estado y de Gobierno de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá –miembros del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) – así como los de Belice, Colombia, México y la República Dominicana, formalizaron el PIEM en diciembre de 2005, mediante la Declaración de Cancún. En ella, 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.

En aquél momento, el más relevante de los proyectos del PIEM fue la construcción de una refinería de alta conversión de petróleo crudo en territorio centroamericano, cuya sede sería definida por los inversionistas privados. Otro de los proyectos del PIEM consistía en impulsar el consumo de gas natural en Centroamérica, mediante la construcción de un gasoducto de casi 3 mil kilómetros, que uniría México y Colombia. Además, incluía la construcción de una regasificadora para integrar un sistema de distribución de gas natural en la región que, a su vez, impulsaría la generación de electricidad en Centroamérica, y podría permitir el desarrollo de sectores industriales que usen el gas natural. Sin embargo, estos proyectos se encuentran actualmente suspendidos.

En la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), la cooperación e integración energética tienen una fuerte presencia desde antes de la aprobación de su Tratado Constitutivo. Para generar políticas de consenso en torno a la seguridad y al suministro energético, la I Cumbre Energética Suramericana acordó la institucionalización de las reuniones ministeriales de energía a través de la conformación del Consejo Energético Suramericano, integrado por los Ministros del área, el cual debía elaborar propuestas de lineamientos para una Estrategia Energética Suramericana, un Plan de Acción y un Tratado de Seguridad Energético para la región.

En mayo de 2008 el Consejo Energético Sudamericano delegó responsabilidades en el Grupo Técnico de Energía, bajo la presidencia de Venezuela, y la vicepresidencia de Bolivia y Uruguay, el cual ha sesionado permanentemente en Caracas. En este nivel ha sido aprobada la estructura de un Tratado Energético, el cual debe ser ahora ratificado por los ministros en la próxima reunión del Consejo Energético, cuya fecha aún está por definirse. Por esta razón, la estructura de lo que será el Tratado Energético no pudo ser anunciada durante la III Cumbre Presidencial de la UNASUR realizada en Quito, en agosto de 2009.

En el ámbito de los acuerdos de cooperación energética creados específicamente para fines de suministro de petróleo, Petrocaribe ha sido el mecanismo más utilizado. Creado en junio de 2005, actualmente cuenta con 18 miembros. Este mecanismo ofrece mejores condiciones de financiamiento de la factura petrolera que los anteriormente existentes (Acuerdo de San José y Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas). Ello, a pesar que la reducción de los precios internacionales del petróleo ha dado lugar a una modificación en el financiamiento de la factura petrolera.

El Acuerdo de San José, iniciativa conjunta de los gobiernos de México y Venezuela, que suministraba 160 mil barriles diarios de petróleo a once países de Centroamérica y el Caribe, con un financiamiento de parte de la factura petrolera, no opera en la actualidad debido básicamente a la creación de

Petrocaribe. Desde su creación en 1980, el acuerdo fue renovado anualmente, la última de las cuales tuvo lugar en 2007.

En cuanto al Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, éste fue creado en octubre de 2000. Los Presidentes de diez países de Centroamérica y el Caribe, la mayoría de los cuales pertenecían al Acuerdo de San José, lo suscribieron en un contexto en el que no prosperó la propuesta del gobierno de Venezuela, en 1999, de ampliar el Acuerdo de San José e incluir a Cuba y a otros pequeños países de las Antillas. Así, al Acuerdo Energético de Caracas se sumó el Convenio Integral de Cooperación suscrito con Cuba, también en el año 2000. Mientras que el segundo sigue vigente, y se ha ido renovando, el primero ha sido absorbido por Petrocaribe, y sólo está vigente para países fuera de la región del Caribe, como Bolivia y Paraguay.

Si bien México ha mostrado su disposición a garantizar el suministro energético a los países centroamericanos y caribeños, y lo ha puesto en práctica durante la vigencia del Acuerdo de San José, que data de 1980, así como en el impulso otorgado a la Iniciativa Energética Mesoamericana, en 2005, no ha podido sostener estos suministros. El primero está suspendido y el segundo presenta dificultades y retrasos en su ejecución porque la producción de petróleo de México no sería suficiente para suministrar los 300 mil barriles diarios a los que se comprometió para suplir la refinería centroamericana. El mercado norteamericano sigue siendo la prioridad para las exportaciones de petróleo de México.

A pesar de las dificultades mencionadas, la integración energética y la posibilidad de lograr un suministro seguro al interior de la región, representan una posibilidad que reviste gran potencial en la región. Sin embargo, los esfuerzos para lograr consensos en torno a la construcción de un marco legal que permita operar con transparencia y garantías jurídicas, siguen siendo el gran desafío pendiente para la región.

## Bibliografía

---

- Advanced Energy Initiative (2006), National Economic Council, febrero.
- Arriaga Rodríguez, Juan Carlos (1996) La posición de México frente al Proyecto de Integración Energética Hemisférica del ALCA, Aldea Mundo, Año 6 N. 12, México, D.F.
- Comisión Estratégica de Reflexión de la Comunidad Sudamericana de Naciones “Un Nuevo Modelo de Integración de América del Sur; Hacia la Unión Sudamericana de Naciones” Documento de Reflexión sometido a la II Reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones en diciembre de 2006.
- Cumbre de las Américas (2009) Declaración de Compromiso de Puerto España, Asegurar el futuro de nuestros ciudadanos promoviendo la prosperidad humana, la seguridad energética y la sostenibilidad ambiental, Trinidad y Tobago, 19 de abril.
- Cumbre de las Américas (1994) Plan de Acción suscrito por los Jefes de Estado y de Gobierno asistentes a la Primera Cumbre. Miami, Florida, 9 al 11 de diciembre.
- Gall, Norman, (2006) “Gas en Bolivia: conflictos y contratos” en Análisis del Real Instituto El Cano (ARI) N° 103, Real Instituto Elcano, Madrid.
- Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte / Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte, (2006) Perfil Energético de América del Norte II, enero.
- IICA (2006) Estrategia para construir una plataforma de cooperación horizontal sobre agroenergía y biocombustibles, Washington, octubre.
- Kozulj, Roberto (2008) “Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur”, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, febrero de 2008, CEPAL.
- Isbell, Paul (2009) A Preliminary View of Obama’s Future Energy Policy, Working Paper 2/2009 Real Instituto Elcano, Madrid.

- Lander, Luis E. (2007) “La energía como palanca de integración en América Latina y el Caribe en Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina. Kart-Peter Shüt y Flavio Carucci (Coordinadores). Friedrich Ebert Stiftung, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales (ILDIS), Caracas.
- Petrocaribe (2009) Declaración Política de Jefes de Estado y de Gobierno, III Cumbre de Petrocaribe, Caracas, 11 de agosto.
- Ruiz Caro, Ariela (2007) “La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 128, CEPAL, Naciones Unidas, Santiago de Chile, noviembre.
- Ruiz Caro, Ariela (2006) “Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N. 106, CEPAL, Naciones Unidas, Santiago de Chile, abril
- Senado de México, Gaceta del Senado (2006) N. 4, 31 de mayo.
- Summit of Americas Leaders Pledge Environmental Cooperation, Environment News Service (ENS) 20 de abril de 2009 [www.ens-newswire.com/ens/apr2009/2009-04-20-01.asp](http://www.ens-newswire.com/ens/apr2009/2009-04-20-01.asp) - 46k.
- Unión de Naciones Sudamericanas (2008) Lineamientos para el Plan de Acción 2008-2009 de UNASUR, Brasilia, 23 de mayo.
- Unión de Naciones Sudamericanas (2009) Declaración Presidencial de Quito, III Reunión Ordinaria del Consejo de Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno de la UNASUR, Quito, Ecuador, 10 de agosto.
- Unión de Naciones Sudamericanas (2008) Lineamientos para el Plan de Acción 2008-2009 de UNASUR, Brasilia, 23 de mayo.
- US Energy Independence and Security Act, 2007.
- Van de Wingard, Hugo Rudnick, López C., Víctor Hugo y Henríquez C. Matías (2008) Mercados Energéticos Evaluación de dos interconexiones energéticas en América: Colombia-Ecuador y Bolivia-Brasil. Pontificia Universidad Católica, IEN-3320 octubre, Santiago de Chile.



**Serie**

**CEPAL**

**recursos naturales e infraestructura**

## Números publicados

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en

[www.cepal.org/publicaciones](http://www.cepal.org/publicaciones)

148. Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.3187-P), N° de venta S.10.II.G.08 (US\$ 10,00), 2010.
147. Gestión de la industria petrolera en período de altos precios del petróleo en países seleccionados de América Latina, Humberto Campodónico, (LC/L.3162-P), N° de venta S.09.II.G.136 (US\$ 10,00), 2010.
146. Contabilidad regulatoria, sustentabilidad financiera y gestión mancomunada: temas relevantes en servicios de agua y saneamiento, Diego Fernández, Andrei Jouravlev, Emilio Lentini, Angel Yurquina (LC/L.3098-P), N° de venta S.09.II.G.80 (US\$ 10,00), 2009.
145. Análisis del régimen de concesiones viales en Argentina 1990-2008, Georgina Cipoletta Tomassian, Ricardo J. Sánchez (LC/L.3056-P), N° de venta S.09.II.G.7 (US\$ 10,00), 2009.
144. El papel de la mujer en la industria minera de Centroamérica y el Caribe, Eduardo Chaparro (LC/L.3036-P), N° de venta S.09.II.G.44 (US\$ 10,00), 2009.
143. Crisis económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.3032-P), N° de venta S.09.II.G.37 (US\$ 10,00), 2009.
142. Los desafíos del sistema de transporte en los países sin litoral de América del Sur, Gordon Wilmsmeier y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3013-P), N° de venta E.09.II.G.23 (US\$ 10,00), 2009.
141. Fomento de la eficiencia de las empresas estatales de agua potable y saneamiento, Raquel Alfaro Fernandois (LC/L.3011-P), N° de venta S.09.II.G.18 (US\$ 10,00), 2009.
140. Maritime sector and ports in the Caribbean: the case of CARICOM countries, Ricardo J. Sánchez y Gordon Wilmsmeier (LC/L.3008-P), N° de venta E.09.II.G.20 (US\$ 10,00), 2009.
139. Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: los casos de IBERDROLA y Unión Fenosa, Patricio Rozas Balbontín, LC/L.2961-P, N° de venta S.08.II.G.74 (US\$ 10,00), 2008.
138. Desarrollo vial e impacto fiscal del sistema de concesiones en Colombia, Olga Lucía Acosta, Patricio Rozas Balbontín y Alejandro Silva, LC/L.2955-P, N° de venta S.08.II.G.69 (US\$ 10,00), 2008.
137. Séminaire sur la Régulation des Services d'infrastructure "Eau et électricité", Santiago du Chili, 18 et 19 octobre 2007, LC/L.2954-P, N° de venta F.08.II.G.68 (US\$ 10,00), 2008.
136. Las leyes generales del ambiente y los códigos de minería de los países andinos. Instrumentos de gestión ambiental y minero ambiental, Catalina Moreno Morales y Eduardo Chaparro Ávila, LC/L.2953-P, N° de venta S.08.II.G.67 (US\$ 10,00), 2008.
135. Estudio sobre empresas energointensivas y su posible contribución a programas de eficiencia energética, Pedro Maldonado, LC/L.2909-P, N° de venta S.08.II.G.44 (US\$ 10,00), 2008.
134. Conceptos básicos para entender la legislación ambiental aplicable a la industria minera en los países andinos, Catalina Moreno, Eduardo Chaparro Ávila, LC/L.2893-P, N° de venta S.08.II.G.30 (US\$ 10,00), 2008.
133. Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: el caso de ENDESA, Patricio Rozas Balbontín, LC/L.2885-P, N° de venta S.08.II.G.22 (US\$ 10,00), 2008.
132. Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur, Roberto Kozulj, LC/L.2871-P, N° de venta S.08.II.G.14 (US\$ 10,00), 2008.
131. Estudio comparativo de la gestión de los pasivos ambientales mineros en Bolivia, Chile, Perú y Estados Unidos, Angela Oblasser y Eduardo Chaparro A., LC/L.2869-P, No de venta S.08.II.G.13 (US\$ 10,00), 2008.
130. El aporte del sector minero al desarrollo humano en Chile: el caso de la región de Antofagasta, Jeannette Lardé, Eduardo Chaparro y Cristian Parra, LC/L.2845-P, No de venta S.07.II.G.166 (US\$ 10,00), 2007.
129. Revisiting privatization, foreign investment, international arbitration, and water, Miguel Solanes and Andrei Jouravlev (LC/L.2827-P), Sales N° E.07.II.G.151 (US\$ 10,00), 2007.
128. La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial, Ariela Ruiz Caro (LC/L.2828-P), N° de venta S.07.II.G.152 (US\$ 10,00), 2007.

127. Report on maritime transport and the environment for Latin America, Bart Boon (LC/L.2792-P), Sales N° E.07.II.G.126 (US\$ 10,00), 2007.
126. Servicios de agua potable y alcantarillado en la ciudad de Buenos Aires, Argentina: factores determinantes de la sustentabilidad y el desempeño, María Begoña Ordoqui Urcelay (LC/L. 2751-P), N° de venta S.07.II.G.88 (US\$ 10,00), 2007.
125. Buenas prácticas en la industria minera: el caso del Grupo Peñoles en México, Eduardo Chaparro (LC/L. 2745-P), N° de venta S.07.II.G.81 (US\$ 10,00), 2007.
124. Infraestructura y servicios de transporte ferroviario vinculados a las vías de navegación fluvial en América del Sur, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2737-P), N° de venta S.07.II.G.75 (US\$ 10,00), mayo de 2007.
123. Servicios urbanos de agua potable y alcantarillado en Chile: factores determinantes del desempeño, Soledad Valenzuela y Andrei Jouravlev (LC/L.2727-P), N° de venta S.07.II.G.65 (US\$ 10,00), 2007.
122. Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos, Humberto Campodónico (LC/L.2711-P), N° de venta S.07.II.G.59 (US\$ 10,00), 2007.
121. La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado, Humberto Campodónico. (LC/L.2688-P) N° de venta S.07.II.G.39 (US\$ 10,00), 2007.
120. La agenda minera en Chile: revisión y perspectivas, Juan Carlos Guajardo B. (LC/L.2674-P) N° de venta S.07.II.G.23 (US\$ 10,00), 2007.
119. Mercado de energías renovables y mercado del carbono en América Latina: Estado de situación y perspectivas, Lorenzo Eguren (LC/L.2672-P) N° de venta S.07.II.G.22 (US\$ 10,00), 2007.
118. Sostenibilidad y seguridad de abastecimiento eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018, Pedro Maldonado, Benjamín Herrera (LC/L.2661-P) N° de venta S.07.II.G.12 (US\$ 10,00), 2007.
117. Efectos económicos de las nuevas medidas de protección marítima y portuaria, Martín Sgut (LC/L.2615-P), N° de venta S.06.II.G.140 (US\$ 10,00), 2006.
116. Oportunidades de negocios para proveedores de bienes, insumos y servicios mineros en Chile, Guillermo Olivares y Armando Valenzuela. Retirada
115. Instrumentos para la toma de decisiones en políticas de seguridad vial en América Latina, José Ignacio Nazif, Diego Rojas, Ricardo J. Sánchez, Álvaro Velasco Espinosa, (LC/L.2591-P), N° de venta S.06.II.G.121 (US\$ 10,00), 2006.
114. La importancia de la actividad minera en la economía y sociedad peruana, Miguel E. Santillana, (LC/L.2590-P), N° de venta S.06.II.G.120 (US\$ 10,00), 2006.
113. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: análisis de experiencias internacionales, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2586-P), N° de venta S.06.II.G.119 (US\$ 10,00), 2006.
112. Indicadores de productividad para la industria portuaria. Aplicación en América Latina y el Caribe, Octavio Doerr y Ricardo Sánchez, (LC/L.2578-P), N° de venta S.06.II.G.108 (US\$ 10,00), 2006.
111. Water governance for development and sustainability, Miguel Solanes y Andrei Jouravlev, (LC/L.2556-P), N° de venta S.06.II.G.84 (US\$ 10,00), 2006.
110. Hacia un desarrollo sustentable e integrado de la Amazonía, Pedro Bara Nieto, Ricardo J. Sánchez, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2548-P), N° de venta S.06.II.G.76 (US\$ 10,00), 2006.

- 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, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: [publications@cepal.org](mailto:publications@cepal.org).

Nombre: .....

Actividad: .....

Dirección: .....

Código postal, ciudad, país: .....

Tel.:.....Fax: .....E.mail:.....