



El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur

Kurt-Peter Schütt,
Flavio Carucci T.
(Coordinadores)

**FRIEDRICH
EBERT** 
STIFTUNG

ildis
Instituto
Latinoamericano
de Investigaciones
Sociales

El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur

Milko Luis González Silva
Jaime Acosta Puertas
Oscar M. Guzmán
Enrique Obando
Luiz Pinguelli Rosa
Pablo Celi
Mauricio Medinaceli Monrroy
Diego J. González Cruz
Raúl Sohr

Caracas - Venezuela
Abril 2008

**FRIEDRICH
EBERT** 
STIFTUNG

ildis
Instituto
Latinoamericano
de Investigaciones
Sociales

©Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-ILDIS
Apartado 61712, Caracas 1060
www.ildis.org.ve
1ª edición, abril 2008

Hecho el depósito de Ley
Depósito legal: lf81120083001378
ISBN: 978-980-6077-55-3

Producido por:



CDB publicaciones

Edición, corrección y coordinación editorial: Helena González

Diseño gráfico y montaje electrónico: Michela Baldi

Impreso en Venezuela en los talleres de Tipografía Principios C.A.

Índice

Presentación.....	7
Kurt-Peter Schütt / Flavio Carucci T.	

I

Nuevas perspectivas de la integración energética en América del Sur: ¿cambios paradigmáticos?.....	11
-------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Milko Luis González Silva

- La energía como factor en las relaciones político-económicas
- Paradigmas en la integración energética sudamericana
- Los cambios paradigmáticos
- Conclusiones
- Recomendaciones
- Bibliografía

II

El factor energético en la creación de la Unión de Naciones Suramericanas - UNASUR	37
---------------------------------------------------------------------------------------------	----

Jaime Acosta Puertas

- La integración suramericana: ¿un nuevo marco para la
integración en el siglo XXI?
- La integración energética suramericana: ¿un nuevo desafío
geoestratégico de largo plazo?
- Transformación productiva y transformación energética para
la integración productiva y energética suramericana
- Hacia la consolidación de la UNASUR y su integración energética
- Conclusiones
- Bibliografía

III

El factor energético en la integración de la Unión de Naciones Suramericanas.....	67
-----------------------------------------------------------------------------------	----

Oscar M. Guzmán

- Interconexiones energéticas en países de América del Sur
- El marco institucional actual
- Condicionantes y requisitos para el avance en la integración energética
- Conclusiones
- Bibliografía

IV

La energía como tema de seguridad en América del Sur.....	117
-----------------------------------------------------------	-----

Enrique Obando

- La situación energética en América del Sur
- Las propuestas de integración energética
- Conclusiones y recomendaciones: ¿Integración o enfrentamiento?
- Bibliografía

V

Integración energética en América Latina y el efecto invernadero: el caso de Brasil..... 141

Luiz Pinguelli Rosa

- La vuelta de la política de energía y del rol del Estado
- El petróleo, la inestabilidad geopolítica mundial y la situación en Latinoamérica
- Hidroelectricidad como vocación de Sudamérica
- El gas natural y la crisis superada entre Brasil y Bolivia
- Cambio climático, Protocolo de Kyoto y Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)
- Tecnologías de gran escala y gases de efecto invernadero
- Alternativas energéticas contra el calentamiento global. El caso de los biocombustibles
- Comentarios finales. Perspectivas desde el punto de vista de Brasil

VI

La perspectiva regional de integración energética y la frágil inserción ecuatoriana 155

Pablo Celi

- El factor energía en el nuevo contexto de integración regional en América Latina
- Asimetría y dispersión andina
- Aislamiento y desarticulación estructural del sistema energético ecuatoriano
- Conclusión: geopolítica regional, seguridad energética y redimensionamiento estratégico de la integración
- Bibliografía

VII

Apertura energética en Bolivia..... 187

Mauricio Medinaceli Monrroy

- Breve descripción del sector hidrocarburos en Bolivia
- Algunos indicadores internacionales
- Impacto de la apertura energética en Bolivia
- Posición de Bolivia
- Conclusiones y recomendaciones
- Anexo: Modelo Macroeconómico
- Bibliografía

VIII

El gas venezolano como factor de integración regional..... 221

Diego J. González Cruz

- Análisis de las variables
- Conclusiones
- Recomendaciones de política energética para Venezuela en materia de gas (Mitigando las restricciones y aprovechando oportunidades)
- Bibliografía

IX	
Chile ante el desafío energético	241
Raúl Sohr	
El panorama energético chileno en 2007	
Las opciones regionales	
Conclusiones	

Desde el año 2005, la Fundación Friedrich Ebert (FES) ha venido impulsando el Proyecto “Desarrollo e Integración Energética en América Latina” como línea de cooperación destinada a promover la incorporación activa de los actores políticos, privados, de la sociedad civil y de instancias gubernamentales de América Latina y El Caribe en la generación y el debate de iniciativas y propuestas tendientes a convertir sus recursos energéticos en factores coadyuvantes de un proceso de integración regional viable y sostenible.

En su concepción, esta iniciativa pretende combinar –de manera equilibrada– la generación de información (estudios, documentos de trabajo) con la creación y puesta en funcionamiento de espacios plurales de diálogo en torno al tema.

De igual manera, el Proyecto asume, cada vez con más fuerza, el imperioso propósito de poner a disposición de los formadores de política de la región información procesada y útil para la toma de decisiones en materia de integración energética.

Durante 2007, la ejecución del Proyecto fue producto del esfuerzo coordinado de ocho oficinas de la FES en América del Sur: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

La presente publicación, titulada *El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur* sistematiza los análisis y reflexiones generadas por el Proyecto durante el mencionado año y que fueron debatidos en el Seminario Internacional del mismo nombre, celebrado en la ciudad de Santa Cruz, Bolivia, en octubre de 2007. Estas reflexiones pretendieron responder las interrogantes fundamentales que orientaron tanto las presentaciones de los expertos como las intervenciones de las y los participantes en el mencionado evento, tales como: ¿Estamos frente a paradigmas distintos de integración energética en América del Sur? ¿Son estos paradigmas conciliables? ¿Es posible la utilización de la energía como factor de integración, dada la concepción predominante de soberanía en la región? ¿Es la Unión Suramericana de Naciones (UNASUR) un escenario idóneo para concebir e implantar estrategias viables de integración energética regional? ¿En qué medida el factor energético está incidiendo sobre la seguridad y gobernabilidad democrática de la región? ¿Cuál es el rol que está asumiendo Brasil en los procesos de integración regional y en la mitigación del efecto invernadero resultante de la emisión de gases? ¿Es posible avanzar hacia un esquema propio de integración suramericana que convierta la energía en un factor dinamizador?

Del debate efectuado en Santa Cruz y de las deliberaciones realizadas en torno a las citadas interrogantes, se obtuvieron interesantes conclusiones. Entre ellas:

- En América del Sur coexisten dos paradigmas distintos en lo que a integración energética se refiere; por un lado, el enfoque liberal que privilegia procesos de desregulación y una participación activa del sector privado en la integración y, por otro, el estatista, que coloca su acento en el rol empresarial de los Estados y en el control de estos sobre la acción de otros actores y entidades. En la praxis, ambos enfoques son excluyentes y su coexistencia implica severas contradicciones que obstaculizan las posibilidades futuras de una utilización efectiva del factor energético en la integración suramericana.
- Las contradicciones reseñadas se expresan actualmente en dos hechos tangibles: la convivencia entre un discurso político que privilegia la multilateralidad con negociaciones bilaterales que –además de arrojar resultados más expeditos– exigen poco o nada en términos de cesión de soberanía, y una suerte de “síndrome de sobreintegración” evidenciado en la proliferación de iniciativas sin conexión aparente con mecanismos de cooperación regional y sub-regional institucionalmente más consolidados.
- Es importante avanzar hacia un “paradigma propio” de integración que sin descartar modelos existentes y ensayados en otras latitudes se adapte a las particularidades políticas, históricas y culturales de América del Sur en particular y de América Latina en general. Este paradigma deberá obedecer a una concepción geoestratégica y geopolítica compartida, que incluya acuerdos en relación al concepto y manejo de la soberanía, y que posibilite concretar un marco regulatorio común que trascienda las diferencias ideológicas y posibilite el equitativo tratamiento de las asimetrías existentes.
- En el proceso de avance hacia la construcción de esa “visión propia” en materia de integración, la flexibilidad debe ser un criterio fundamental. Flexibilidad para hacer compatibles y complementarios acuerdos multilaterales con iniciativas bilaterales y/o sub-regionales para combinar de manera armónica las distintas fuentes energéticas (y no sólo los hidrocarburos fósiles) como pivotes de la integración; para la imposter-gable consideración del tema de las “energías limpias” y la transferencia de ciencia y tecnología como parte de la Gran Estrategia que debe orientar los esfuerzos y políticas de integración; y, por último, flexibilidad para armonizar –de manera ventajosa para las sociedades de América del Sur– el control de los Estados sobre los recursos energéticos con la participación del sector privado en la operación de los proyectos energéticos nacionales y regionales.
- Podría ser útil identificar nichos para la integración, aun antes de establecer acuerdos regionales más estructurados en el marco del paradigma compartido mencionado con anterioridad. El sector de los biocombustibles podría representar uno de esos nichos: la región dispone de ventajas comparativas y competitivas importantes, ade-

más del know how tecnológico (proveniente fundamentalmente de Brasil) como para utilizar y convertir –bajo un criterio de sostenibilidad ambiental y viabilidad socioeconómica– este nicho en uno de los componentes de la integración energética.

- Los gobiernos de América del Sur, así como las instancias supranacionales ya existentes creadas con la finalidad de avanzar hacia la integración regional y/o sub-regional, deberían poner en funcionamiento verdaderos centros de análisis tecnopolítico destinados a la generación de ideas, estrategias, información, etc., útiles para la formación de políticas y proyectos de integración energética. La misma Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) debería ser apoyada por los propios gobiernos para que asuma el mencionado rol con mayor intensidad. De igual manera, centros académicos, de investigación y organizaciones de cooperación deberían articularse a dichas instancias y con los gobiernos de la región para contribuir con el necesario vínculo entre la reflexión sistemática y la acción política concreta.

Estas y otras reflexiones fueron abordadas por un selecto grupo de investigadores en los nueve documentos de trabajo que se compilan en esta publicación, la cual representa un nuevo esfuerzo de la Fundación Friedrich Ebert por involucrar a la ciudadanía de toda la región en el debate sobre la energía, la política energética y la integración de América del Sur.

Como es usual en estos casos, los análisis, datos, conclusiones y juicios de valor contenidos en cada uno de los documentos que conforman la presente publicación, son de la exclusiva responsabilidad de los autores y en nada comprometen a las oficinas de la FES que coordinaron su elaboración y promovieron su debate público.

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

Flavio Carucci T.
Coordinador del Proyecto Regional
“Desarrollo e Integración
Energética de América Latina (2005-2007)”

I

Nuevas perspectivas de la integración energética en América del Sur: ¿cambios paradigmáticos?

Milko Luis González Silva

El presente trabajo tiene como objetivo fundamental realizar una revisión de la evolución y el estado actual de los paradigmas que en torno a la integración –y a la integración energética en particular– han tenido cabida en América del Sur. No obstante, como es sabido, resulta en ocasiones necesario plantearse aspectos de la revisión en términos latinoamericanos y caribeños, tomando en consideración la historia y algunas generalidades que tienen en común los países desde México hasta Argentina sin dejar, igualmente, de reconocer las diferencias sub-regionales e, incluso, nacionales.

Por otra parte, para avanzar en la comprensión del estado de la discusión paradigmática de la región es indispensable abordar previamente los contenidos teóricos de los paradigmas predominantes a los fines de crear un marco conceptual que permita identificar la evolución de éstos y sus expresiones y características más contemporáneas. Uno de los postulados de la epistemología (ciencia encargada del estudio de la generación del conocimiento científico) es que ningún paradigma surge (tautológicamente) de sí mismo, sino que es el resultado, en ciertos casos, de la evolución y nuevas expresiones de paradigmas anteriores que perdieron la capacidad de explicar las nuevas realidades.

En el caso de la integración energética suramericana es difícil disociarla del proceso de integración que como conjunto ha experimentado la región en la última década. El solo hecho de que la integración como proceso general haya asumido lo energético como instrumento para alcanzar estadios más amplios (con lo cual se reemplazó la cooperación/integración económica) es un indicador claro de la inseparabilidad de ambos aspectos. No obstante, y con fines metodológicos, en algunos casos se ha delimitado la revisión al ámbito de lo energético sin perder la perspectiva de que forma parte de un ámbito más amplio.

Sin embargo, a las preguntas clásicas tales como: ¿por qué se debe favorecer la integración?; ¿qué tipo de integración es el que hay que propiciar?; ¿cuáles son los mecanismos e instrumentos más idóneos para impulsar la integración en la actual coyuntura?, debemos sumarle en el presente otras como: ¿cuáles son los paradigmas que sustentan los esfuerzos integracionistas actualmente?; ¿cuánto de mercado y cuánto de Estado requiere el proceso integrador a los fines de alcanzar una etapa final cercana a las aspiraciones de los pueblos y en beneficio de éstos?; ¿cuáles son las complementa-

riedades o contradicciones entre el multilateralismo y el bilateralismo?; ¿cuáles son las perspectivas generales de la integración energética?; y, ¿cuáles son las conclusiones y recomendaciones reflexivas acerca de ésta?

Otras interrogantes son de carácter más concreto: ¿cómo se concilian los objetivos de la política económica nacional con los compromisos integradores?; ¿conviene promover la gradual convergencia de todos estos acuerdos en uno solo de alcance regional, o es preferible respetar la heterogeneidad de las diversas situaciones y abandonar la pretensión expresa de llegar a configurar una zona de libre comercio latinoamericana y mercados energéticos integrados, competitivos y regulados?

Estas y otras incógnitas deben ser resueltas para evitar que se traben los acuerdos ya concertados y para continuar avanzando en su instrumentación. En otras palabras, importa aclarar cuál es la mejor forma de apoyar los compromisos adquiridos para que conduzcan a resultados tangibles; identificar los escollos y las incompatibilidades que pudieran surgir de la multiplicidad de acuerdos, a fin de superarlos oportunamente y, sobre todo, proponer orientaciones para dar continuidad y coherencia a esos compromisos, de modo de aprovechar mejor su potencial aporte en favor de la transformación productiva con equidad.

La energía como factor en las relaciones político-económicas

La relevancia del tema energético

A pesar de los desarrollos energéticos fácticos de alto impacto como el gasoducto Bolivia-Argentina (el cual proporcionó gas a este país entre 1972 y 1999), o la Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú, así como la enorme cantidad de convenios y organismos multilaterales que dan cuenta del interés integracionista en la región, el tema energético cobró importancia central hacia finales de la década de los noventa del siglo XX. A partir de ese momento tendría relevancia especial y se convertiría en un nuevo punto de encuentro estructural para el fomento de la integración regional dentro de un marco de expectativas más amplias que las inicialmente derivadas del intercambio comercial.

Los esfuerzos más notorios en este sentido han estado impulsados por la Comunidad Andina de Naciones (CAN). En el año 1998, el Consejo Presidencial Andino (CPA) dio a la Secretaría General el mandato para la elaboración de bases para un programa de perfeccionamiento y profundización de la integración andina y para el desarrollo de propuestas con el objetivo de conformar el mercado común.

En correspondencia con el citado mandato, la Secretaría realizó los estudios pertinentes y el 23 de marzo de 1999 publicó el documento "Bases para el Perfeccionamiento

to y Profundización del Proceso de Integración Sub-regional” (CAN, 1999). El objetivo del documento era identificar las grandes líneas de acción que orientarían el proceso de integración andino en la formación de un mercado único y eficiente. A ese respecto destaca que “uno de los grandes ejes identificados para el proceso de liberación de la circulación de bienes, servicios y factores productivos será el sector energético debido a que se encuentra directamente relacionado con las grandes inversiones y el crecimiento económico de los países de la CAN” (Manco Zanconetti, 2002, p. 76).

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

Más tarde, en el año 2001 fue firmado por el Consejo de Ministros el “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica” (CAN, 2001). Solamente Bolivia no suscribió el acuerdo. Ese mismo año, el CPA dio a la Secretaría General el mandato de elaborar un programa de trabajo conducente al efectivo y pleno funcionamiento de la Unión Aduanera, a través de un Arancel Externo Común.

En un esfuerzo por dar continuidad a la voluntad política para la cooperación en torno a la energía, al año siguiente (2002) fue suscrita por los Presidentes el Acta de Santa Cruz de la Sierra, donde, en el mismo espíritu anterior, destaca la importancia estratégica que los países andinos dan al tema energético. Al respecto se puede leer: “Conscientes de la creciente importancia estratégica de la temática energética en el Hemisferio y de su interés para vigorizar la integración sub-regional andina, latinoamericana y hemisférica, los Presidentes acordaron solicitar a la Corporación Andina de Fomento, la Organización Latinoamericana de Energía, el Banco Interamericano de Desarrollo y la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo, la preparación de un examen integrado del potencial energético de la sub-región como factor estratégico para la seguridad energética regional y hemisférica. En ese sentido, los Mandatarios solicitaron que un primer informe sea presentado en ocasión de la Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de América del Sur, a realizarse en Guayaquil, Ecuador, el 26 de julio de 2002” (CAN/CPA, 2002).

De manera coherente con todas las manifestaciones de voluntad política, en 2003 se creó el Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de los países miembros de la CAN. Aparte de la novedad que representaba la creación de una suerte de consejo energético, se aprobó un Plan de Acción que incorporó la interconexión del gas natural como un nuevo componente de la política andina de integración energética. Por otro lado, se determinó la adopción de acciones que armonizaran los procesos de contratación de proyectos en los sectores: eléctrico, hidrocarburífero y

minero. El Plan de Acción está fundado en tres pilares fundamentales: a) construcción de mercados integrados de energía (electricidad y gas) a través de redes físicas y marcos regulatorios armonizados; b) la inserción en los mercados internacionales de hidrocarburos; c) la promoción del desarrollo empresarial privado en los países andinos y servicios de energía de alto valor agregado¹.

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

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

Por último, se debe destacar que los esfuerzos de la CAN por trascender la integración andina en beneficio de un mercado más amplio y de mayores oportunidades de intercambio (orientada hacia el desarrollo económico y social de los pueblos) están reflejados en el Acta del Diálogo Presidencial sobre el Futuro del Proceso de Integración y su Proyección en Sudamérica (CAN, 2004), la cual toma también en consideración el tema energético en términos extra-regionales. Sobre este último aspecto resalta:

Interconexión eléctrica y gasífera

Manifestamos la importancia de impulsar el establecimiento de redes de interconexión eléctricas y gasíferas para fortalecer el desarrollo económico de nuestros países. Los países andinos, ricos en recursos energéticos, petroleros, gasíferos, carboníferos, e hidroeléctricos deben utilizar con un criterio de cohesión social estas ventajas comparativas para potenciar su desarrollo y promover la equidad. Ejemplos que debemos promover a nivel andino son proyectos tales como los de interconexión eléctrica realizados entre Colombia y Ecuador, y entre Colombia y Venezuela, este último de reciente operación, y el actualmente en construcción entre Ecuador y Perú, además de la propuesta de interconexión gasífera entre la Guajira colombiana y la ciudad de Maracaibo en Venezuela que permitirá crear un corredor desde el oriente venezolano hasta Panamá y Centro América y las alianzas energéticas PetroSur y PetroCaribe actualmente en desarrollo por Venezuela con Argentina y Brasil y con los países del Caribe, respectivamente" (CAN, 2004).

1. Información obtenida de www.comunidadandina.org, visitada el 18 de junio de 2006.

Una vez expresados los antecedentes que dan cuenta del esfuerzo de la CAN por hacer de la energía el nuevo “centro de gravedad” de la integración regional, es conveniente señalar que esta propuesta se extendió a la relación con otros actores regionales importantes, como Brasil, y a otros bloques sub-regionales como el Mercado Común del Sur (MERCOSUR). Una relación de acontecimientos que da también cuenta de ello es la siguiente:

- La firma del Acuerdo de Complementación Económica N° 36, para el establecimiento de una Zona de Libre Comercio en 1996, entre Bolivia y el MERCOSUR.
- La suscripción de la Propuesta Andina de Acuerdo para el Establecimiento de la Zona de Libre Comercio Comunidad Andina, entre la CAN y el MERCOSUR el 18 de septiembre del año 1997. Uno de los objetivos del acuerdo fue “Promover la complementación y cooperación económica, energética, científica y tecnológica” (CAN, 1997).
- La celebración en Buenos Aires (1998) del acuerdo marco para la creación de una Zona de Libre Comercio entre la CAN y MERCOSUR. Esta propuesta inicial fue nuevamente abordada en el año 2000 en la Reunión de los Presidentes de América del Sur, durante la cual los jefes de Estado de la CAN y los del MERCOSUR decidieron iniciar negociaciones para establecer, en el plazo más breve posible (para entonces antes del año 2002), la ya señalada Zona de Libre Comercio. Al año siguiente (2001), en Asunción, Paraguay, se llevó a cabo otra reunión presidencial con el mismo objetivo.
- La firma del acuerdo de alcance parcial de complementación económica N° 39 entre Brasil y la CAN, el 16 de agosto de 1999, con duración de 2 años. Este acuerdo sentó las bases para dar continuidad a la cooperación energética entre la CAN y ese país, así como para abrir las posibilidades de extender la cooperación entre la CAN y el MERCOSUR.
- Difusión, en la Reunión de Ministros MERCOSUR-Comunidad Andina, en el año 2003, del Acuerdo de Complementación Económica a favor de la Zona de Libre Comercio.
- Suscripción de otro Acuerdo de Complementación Económica entre Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay (países del MERCOSUR) y Colombia, Ecuador y Venezuela (países de la CAN), para impulsar nuevamente el área o zona de libre comercio, la cual entró en vigor a partir del 1° de julio del año 2004.

En definitiva, la voluntad política por parte de los sub-bloques regionales, y de los países en particular, ha existido tanto para la integración regional como para la asunción del tema energético como prioritario en tanto nuevo punto de partida.

Paradigmas en la integración energética sudamericana

Hasta ahora, las experiencias de integración en América Latina y El Caribe han tenido una orientación fundamentalmente economicista o transaccional pero también geopolítica. Economicista porque siempre se ha partido del supuesto de la integración comercial y económica para avanzar hacia aspectos más complejos, como lo político. Y geopolítica, porque el cálculo en términos de poder y la relevancia como potencia regional también ha estado presente en la política exterior de algunos países.

Hay que destacar igualmente, pese a que la realidad admite parámetros teóricos para su interpretación, que: "(...) se puede afirmar que los procesos de integración reciente en América Latina y El Caribe no son el resultado de una voluntad determinada por los gobiernos de un conjunto de países, tal como ocurrió en el caso de la Unión Europea, ni de un modelo de transferencias tecnológicas en cadena, como es el caso asiático, sino la consecuencia de un conjunto de relaciones prácticas donde los particulares y los gobiernos interactúan generando una dinámica de integración, cuya forma e intensidad dependen de la manera y profundidad del proceso de reestructuración interna de los países que lleva a una multiplicación de los factores (y actores) intervinientes" (CEPAL/OLADE/GTZ, 2004).

Tomando en consideración que el desplazamiento del "eje de gravedad" de la integración suramericana desde lo genéricamente comercial y económico a lo específicamente energético no cambia la perspectiva transaccional tradicional de la integración, vale entonces resaltar que los paradigmas que han predominado en los esfuerzos integracionistas regionales son extrapolables, en términos de evaluación, a los esquemas en materia de integración energética.

Uno de los cuerpos teóricos desde los cuales se puede abordar consistentemente la evolución de los paradigmas en la integración suramericana, así como en su aspecto más particular, el energético, es el que aportan las relaciones internacionales. Por lo tanto, antes de avanzar es conveniente hacer algunas precisiones en cuanto al estudio del sistema internacional y global, así como de sus particularidades regionales. Tres concepciones fundamentales se pueden identificar:

1. Las concepciones científicas, que implican:

El sistema internacional como centro de la teoría.

El actor internacional como centro de la teoría.

Las interacciones internacionales como centro de la teoría.

2. Las concepciones clásicas:

Realismo político.

Concepción sociológica de las relaciones internacionales.

Funcionalismo.

3. Las concepciones de la década de los setenta:

Transnacional: interdependencia y dependencia.

Sin embargo, también caben algunas precisiones: las teorías de la integración están consideradas dentro de las concepciones científicas de las relaciones internacionales y, particularmente, dentro del enfoque que asume las interacciones como centro de la teoría. También cabe destacar que el funcionalismo está considerado como una corriente de pensamiento inserta en las concepciones clásicas de las relaciones internacionales pero, dado el desarrollo teórico posterior a su precursor, David Mitrany, es también reconocida dentro de las concepciones científicas.

Existen diversas clasificaciones contentivas de las propuestas fundamentales acerca de la integración. Sin embargo, a los fines de una revisión de la integración suramericana y particularmente desde el ángulo de la integración energética, se acogerá la revisión de aquellas que resulten más pertinentes, esto es: el funcionalismo, el neofuncionalismo y el transnacionalismo: interdependencia y dependencia.

El funcionalismo está considerado una "teoría del orden internacional" y sus características principales son:

- La unidad política predominante es la "sociedad internacional" dado que el Estado, como unidad política-administrativa y territorial, es cada vez más insuficiente para satisfacer las necesidades crecientes y transfronterizas de la humanidad.
- Busca contribuir a la eliminación de las "fricciones" inherentes a las relaciones interestatales.
- El progreso político hacia la integración descansa sobre una base socioeconómica que se expresa funcionalmente (operativamente), satisfaciendo las múltiples necesidades de los individuos y conjurando las posibilidades de conflictos bélicos.
- El proceso integrador es acumulativo: el desarrollo funcional en un campo conduce a tipos similares de cooperación en otros. Existe así un proceso de "ramificación" o "spill-over" que afectará la totalidad de la organización social.
- La lealtad de los individuos al Estado es progresivamente sustituida por la lealtad a las nuevas organizaciones (regionales) que se van creando, surgiendo una nueva sociedad internacional "funcional", no territorial.

En definitiva la tesis del funcionalismo plantea, simplemente, que la integración económica y social llevará de manera inevitable a la integración política.

Por su parte el neofuncionalismo surge como parte de las transformaciones en la ciencia política estadounidense de la década de los cincuenta y que tuvo entre sus expresiones el genéricamente llamado "behaviorismo". Combina la tradición federalista relativa a la unificación política y económica de las regiones con el énfasis (funcionalista) en el cambio gradual y acumulativo como respuesta a las necesidades que se desarrollan en los sectores técnicos y económicos. Sus características más relevantes:

- Al igual que el funcionalismo, parte de la premisa de que la integración es un proceso gradual y acumulativo que se expresa a través de las relaciones que se “tejen” entre los sectores económicos. No obstante, el efecto spill-over no es –como en el funcionalismo– natural, sino consecuencia de la interacción política e intencionada de los actores.
- Da mayor énfasis a la revisión de la conflictividad, sin dejar de considerar los intereses comunes. Por lo tanto, acentúa el carácter pluralista y conflictivo de las sociedades con grupos de intereses y competitivos entre sí, en contraste con los valores comunes.
- Las élites políticas redefinen sus intereses en términos de una orientación regional. Apelan a ello –es decir, trascender el ámbito nacional– porque perciben que las instituciones supranacionales podrían contribuir mejor a la satisfacción de sus intereses de grupo.
- Asume la integración como un proceso donde éste tiene mayor relevancia que el contenido o los resultados.
- La imagen predominante en la visión del proceso integracionista es la del desarrollo político nacional extendido regionalmente. Así las cosas, asume tres postulados: la región en proceso de integración constituye un sistema político único, el cambio político se da en términos verticales y horizontales, y da importancia significativa a las instituciones regionales.
- Acoge, al igual que el funcionalismo, la tesis del spill-over por medio del cual se alcanza la integración política.
- Aboga por la consecución de la supranacionalidad de las instituciones como modelo de organización social de las unidades nacionales que se integran y que pasan a constituir una nueva comunidad política.

También desde la perspectiva de las relaciones internacionales la integración puede ser vista desde una concepción transnacional que tiene entre sus características el desarrollo de un amplio debate sobre la dualidad “dependencia/interdependencia”. Esta concepción, aunque no ha sido asumida como paradigma explicativo con respecto a la integración suramericana, a los fines de redondear ideas sobre las concepciones de la integración resulta pertinente abordarla en sus aspectos fundamentales. En tal sentido, algunas características principales de la concepción transnacional son:

- Poniendo en entredicho las teorías Estado-céntricas, considera que son las relaciones transnacionales las que realmente configuran el mundo internacional de nuestros días. Se entenderá como relaciones transnacionales “los contactos, coaliciones e interacciones a través de las fronteras estatales que no están controlados por los órganos centrales de los gobiernos encargados de la política exterior” (Keohane/Nye (eds.), 1971).

- Plantea que las relaciones que se producen a través de las fronteras estatales a consecuencia del comercio, del turismo, de las nuevas tecnologías en el campo de las comunicaciones y de una vasta red de relaciones transnacionales entre ciudadanos privados, asociaciones y empresas transnacionales han alcanzado tal grado de intensidad y desarrollo que hoy se puede hablar de una sociedad mundial, no sólo interestatal.
- En ese orden de ideas plantea la necesidad de trascender el paradigma Estado-céntrico (el Estado como actor fundamental –único en algunos casos–) y migrar hacia paradigmas más comprensivos y abarcales como los de la política mundial, la política transnacional o la sociedad global.
- Hace énfasis en la noción de interdependencia (interacciones o transacciones que tiene efectos recíprocamente costosos para las partes).
- Uno de los modelos explicativos, el de la interdependencia, en la teoría transnacional tiene una orientación neoliberal. Desde esta perspectiva se privilegian supuestas relaciones de cooperación y la comunidad de intereses, ignorando la dimensión conflictiva de las relaciones transnacionales y las profundas diferencias económicas, sociales y culturales que predominan en el sistema internacional. El otro modelo explicativo, el de la dependencia, parte de fundamentos marxistas y antiimperialistas que demandan cambios en las condiciones socioeconómicas del sistema internacional.

Desde la concepción transnacional, la integración se muestra como consecuencia de la enorme, intensa y diversa red de interacciones entre actores distintos a los Estados y sus gobiernos, lo cual de alguna manera sintoniza con la propuesta funcionalista y neofuncionalista acerca de la incapacidad del Estado para satisfacer la totalidad de las demandas de las sociedades contemporáneas.

Los cambios paradigmáticos

América Latina y la región suramericana en particular han experimentado cambios en cuanto a los paradigmas desde los cuales se ha fomentado la integración y, por derivación, la integración energética.

Desde un primer momento (finales de la década de los cincuenta, principios de los sesenta) las experiencias integracionistas han estado signadas, como se indicó, por la influencia del paradigma funcionalista que en la región ha cobrado matices.

El panorama económico internacional hacia finales de la década de los ochenta y principios de los noventa se caracterizó por un menor dinamismo de las economías de los países desarrollados así como un reordenamiento en los principales mercados, especialmente en la región asiática. A ello deben sumarse la acentuación de la globalización

económica y financiera, los cambios tecnológicos y los nuevos patrones de producción microelectrónicos².

En América Latina predominó la necesidad de realizar cambios significativos en cuanto a las relaciones comerciales intra y extra regionales, a propósito de la reversión de los flujos financieros originada en el abultado servicio de la deuda externa, la incidencia de los factores globales en la región así como en el fracaso por parte de los Estados y gobiernos de la región de mejorar el desempeño económico y productivo de sus países (la década de los ochenta es generalizadamente conocida como la “década perdida” de América Latina). Los ajustes estructurales, condicionados mayoritariamente por la reestructuración de las deudas externas, implicaron la obligación de una mayor apertura de las economías y el abandono del paradigma de desarrollo conocido como “sustitución de importaciones”.

En ese momento histórico convergió en la región un conjunto de acontecimientos que impulsarían un cambio paradigmático de la integración y, posteriormente, de la integración energética (o quizás un desplazamiento de ideas predominantes dentro de un mismo paradigma). En cuanto a la integración, se descontaría de ella el componente geopolítico que la concepción funcionalista tenía en América Latina. El conjunto de eventos “incidenciales” fue:

- El fracaso del paradigma desarrollista de la sustitución de importaciones.
- El impacto sobre la región de los cambios globales en lo político y en lo económico³.
- Las reformas neoliberales en las economías nacionales de varios países de la región (Argentina, Chile, Venezuela).
- Las reformas neoliberales en los sistemas energéticos nacionales de la mayoría de los países suramericanos.

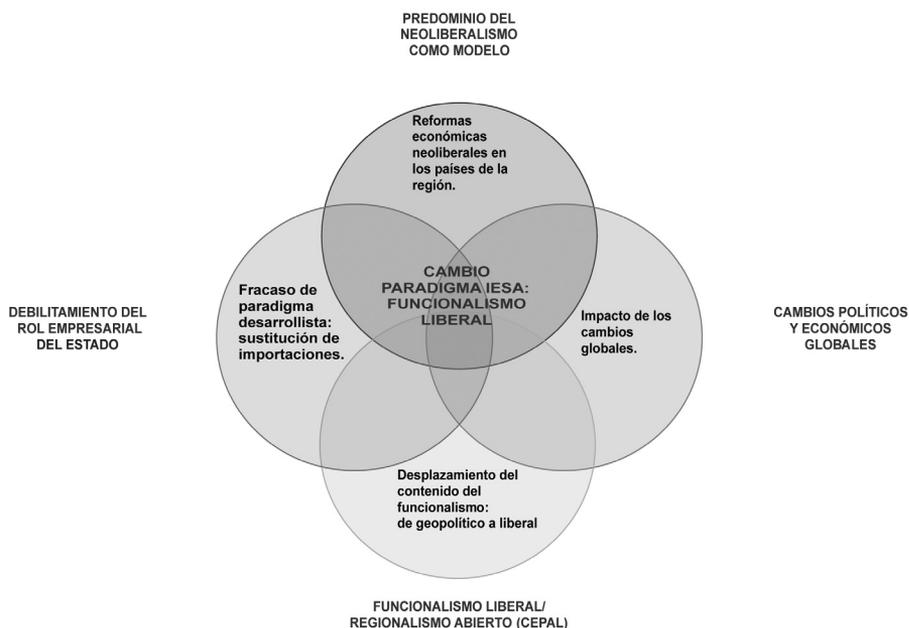
Entre las consecuencias más relevantes de la convergencia de los eventos señalados se cuentan:

- Cambio en el paradigma de la integración: del funcionalismo con contenido estatista y geopolítico a una expresión del funcionalismo con contenido liberal conocida como “Regionalismo abierto”, dentro del cual se inscriben como expresión más resaltante los esfuerzos de la CAN y del MERCOSUR por establecer “puentes” extra-regionales .
- Cambios, como se indicó, en el “eje de gravedad” de la integración: de lo genéricamente comercial y económico a lo particularmente energético.

La confluencia entre la mayor interdependencia –impulsada por los mecanismos de mercado que incorporan las ventajas de la proximidad geográfica en un contexto de

2. Una explicación más amplia acerca de los cambios en este sentido se puede ver en Mires, 1996.

3. Una revisión más amplia de los cambios globales en términos políticos, económicos y energéticos (hidrocarburos) puede hacerse consultando González Silva, 2006a, 2006b y 2006c.



Fuente: elaboración propia.

mayor apertura— y la que se deriva de los acuerdos de liberalización del comercio mediante preferencias abordadas a nivel bilateral o sub-regional fue lo que llevó a la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) a plantear para América Latina y el Caribe el “regionalismo abierto” como nuevo paradigma o esquema de integración (CEPAL, 1994). Dentro de esta concepción la cooperación regional es percibida como elemento para favorecer la inserción dentro del proceso globalizador, dado que prescribe que el efecto de la negociación colectiva refuerza el peso político de los países miembros en las relaciones internacionales (Westphal, 2006, p. 36).

El desarrollo de bloques en la región ha despertado también un particular interés en la Unión Europea por los acuerdos de libre comercio. Es así como se han realizado acuerdos con el MERCOSUR tendientes a formalizar un área de libre comercio hacia el año 2008; también se ha celebrado un acuerdo Interino con México y con la Comunidad Andina. Por su parte, algunos países con costa sobre el Pacífico están participando activamente en el Foro de Cooperación Económica en Asia y el Pacífico (APEC) y abriendo sus economías hacia el sudeste asiático (CEPAL/OLADE/GTZ, 2004).

El regionalismo abierto, según la CEPAL, es el “proceso que surge al conciliar la interdependencia nacida de acuerdos especiales de carácter preferencial y aquella impulsada básicamente por las señales de mercado resultantes de la liberalización co-

mercial en general. Lo que se persigue con el regionalismo abierto es que las políticas explícitas de integración sean compatibles con las políticas tendientes a elevar la competitividad internacional, y que las complementen” (CEPAL, 1994, p. 7).

Características generales:

- Es una tesis paradigmática liberal y neofuncionalista propuesta para comprender, explicar y caracterizar los cambios que en materia de integración comenzaron a tener lugar en América Latina y El Caribe a principios de los noventa del siglo XX.
- Fue consecuencia, de acuerdo con la CEPAL, del proceso de creciente interdependencia económica a nivel regional a propósito del dificultoso y lento avance de las negociaciones multilaterales en el marco del GATT (General Agreement on Tariffs and Trade/Acuerdo General sobre Comercio y Aranceles); la gradual convergencia de las políticas económicas aplicadas a América Latina y El Caribe; el fracaso del paradigma desarrollista de la sustitución de importaciones; la prolongada crisis económica durante la década de los ochenta; la creciente afinidad política entre gobiernos civiles y democráticamente electos, y los acuerdos preferenciales de integración.
- En un contexto de apertura y desregulación del comercio, intenta establecer cimientos que permitan aumentar la competitividad de los países de la región y constituir una economía internacional más abierta y transparente.
- Que las políticas explícitas de integración sean compatibles con las políticas tendientes a elevar la competitividad internacional y las complementen.
- Se diferencia de la apertura económica y de la promoción no discriminatoria de las exportaciones en que comprende un ingrediente preferencial reflejado en los acuerdos de integración y reforzado por la cercanía geográfica y la afinidad cultural.
- En el marco de sus políticas de liberalización comercial frente a terceros, propone que los acuerdos de integración deberían eliminar las barreras aplicables a la mayor parte del comercio de bienes y servicios entre los signatarios.

Para la CEPAL, todo lo anterior significa que abordar la integración en el marco del regionalismo abierto entraña compromisos con determinadas características que contribuyan a una reducción gradual de la discriminación intra-regional, a la estabilización macroeconómica en cada país, al establecimiento de mecanismos adecuados de pago y de facilitación del comercio, a la construcción de infraestructura y a la armonización o aplicación no discriminatoria de normas comerciales, regulaciones internas y estándares. Además, la reducción de los costos de transacción y de la discriminación al interior de la región podría reforzarse con arreglos o políticas sectoriales que, a su vez, aprovecharan los efectos sinérgicos de la integración (CEPAL, 1994, p. 8).

Esta propuesta cepalista, a los fines de aprehender la realidad latinoamericana, además de inscribirse dentro de la corriente de pensamiento liberal puede ser asociada a otra propuesta liberal conocida como “mercados e instituciones”. Este paradigma se

halla también vinculado, en condición dicotómica, a la expresión comprensiva conocida como “regiones e imperios” (DG TREN, 2004). Estos dos enfoques explicativos de la gobernabilidad de las relaciones energéticas internacionales tratan de dar cuenta de la situación general de la economía política internacional del petróleo y el gas.

En la línea argumentativa de Instituciones y Mercados se asume la continuación e intensificación de la actual internacionalización de mercados (globalización) y una sostenida cooperación al interior de las instituciones políticas y económicas internacionales que conduce a la evolución paulatina del sistema multilateral que dirige las relaciones internacionales. En cambio, en la línea argumentativa de Regiones e Imperios, el mundo se divide en bloques políticos más o menos integrados con regiones satélite, los cuales compiten por mercados y recursos con otros bloques (Westphal, op. cit., p. 14).

El enfoque de “instituciones y mercados” puede ser caracterizado de la siguiente manera:

- Propone una administración-gerencia de la interdependencia a partir de reglas de juego claras, imparciales y consensuadas.
- El acceso a los recursos energéticos es regulado por las instituciones (entre las que se cuentan los mecanismos de mercado).
- Existe una amplia participación de actores privados (compañías, organizaciones no gubernamentales, personalidades, etc.).
- Tiene que ver con la relación específica entre el Estado y el mercado y el grado en el que ambos son vistos como instrumentos mutuos de coordinación y contrapeso.
- Intenta reunir a productores y consumidores en un marco incluyente de reglas de mercado e instituciones legales con el fin de conciliar intereses.
- Busca fomentar la competencia y la transparencia de los mercados a los fines de diversificar los flujos comerciales y contribuir a la existencia de precios bajos, los cuales son, en esencia, un propósito de los consumidores.

Por su parte, el enfoque contrario, “regiones e imperios” energéticos, podría ser caracterizado de la siguiente manera:

- El Estado es considerado el actor fundamental (aunque las concepciones más contemporáneas reconocen la existencia e incidencia de otros actores, pero sin dejar de refrendar la preeminencia del Estado).
- El desempeño de los actores energéticos está motivado por la competencia por el poder (neo-realista).
- El enfoque está centrado en la seguridad de Estado.
- Las motivaciones de los actores tienen un alto componente geopolítico.
- La lucha por los precios de la energía (dada la visión Estado-céntrica y neo-realista de las relaciones internacionales) hace difícil la convergencia de intereses entre produc-

Cuadro 1
Paradigmas de la integración en América Latina y El Caribe

Funcionalismo con contenido geopolítico	Funcionalismo con contenido liberal	Funcionalismo con contenido liberal / funcionalismo con contenido geopolítico
<ol style="list-style-type: none"> 1. Predominó hasta finales década de los ochenta/ principios de los noventa. 2. Lo económico como punto de partida de la integración con efecto spill-over. 3. Fomento de la República como forma de Estado y la democracia representativa como forma de gobierno. 4. El Estado es el actor fundamental del proceso integracionista y su principal beneficiario. 5. La política exterior de algunos estados tiene aspiraciones de poder regional. 6. La proyección de la política exterior de algunos estados tiene concepción geopolítica. 7. La mirada de los países estuvo centrada en su sub-región o región. 8. La integración energética se caracterizó por acuerdos bilaterales o multilaterales para resolver problemas puntuales de suministro energético. 9. En lo energético predominó la modalidad de control central. 10. La participación privada tuvo un rol pasivo. 11. Puede ser resumida en el enfoque conocido como "regiones e imperios". 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Predominó a partir de principios de los noventa hasta principios de los dos mil. 2. Lo económico como punto de partida de la integración con efecto spill-over. 3. Fomento de la República como forma de Estado y la democracia representativa como forma de gobierno. 4. Tendencia a la disminución del papel del Estado como actor principal (salvo para fomentar acuerdos) en beneficio de una mayor participación de los particulares. 5. Búsqueda de la liberación del comercio y apertura a la inversión extra-regional (especialmente norteamericana y europea). 6. Reducción de barreras arancelarias y no arancelarias. 7. Fomento del mercado y sus mecanismos institucionales para la regulación de las relaciones generales y energéticas. 8. La energía pasa a ser el nuevo "eje de gravedad" de la integración. 9. Predominio de la modalidad de Mercado. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. En la actualidad pareciera existir una dicotomía de modelos o paradigmas de integración. 2. Conviven dos versiones del funcionalismo: una con contenido liberal y otra con contenido geopolítico, mayoritariamente contrarias entre sí.

Fuente: González Silva, 2007.

tores y consumidores. En ese escenario resulta más difícil la cooperación multilateral basada en instituciones y mecanismos de mercado.

Al parecer, lo que se ha puesto de manifiesto en América del Sur es la coexistencia de dos versiones de un mismo paradigma de la integración que en el pasado se sustituyeron uno al otro –el funcionalismo de contenido geopolítico fue desplazado por el funcionalismo de contenido liberal– y que predominaron durante épocas distintas, pero continuas. En el presente ambas expresiones paradigmáticas conviven en la región y son impulsadas por distintos países.

Finalmente, en cuanto a lo específicamente energético, el debate contemporáneo plantea teorías que, derivadas de las propuestas generales sobre la integración y de la filosofía política –como el institucionalismo– tratan de explicar las nuevas realidades de la cooperación en el ámbito energético (cuadro 1).

Conclusiones

En cuanto a la situación de los paradigmas de la integración energética suramericana se puede decir que prevalece el paradigma funcionalista con al menos dos expresiones fundamentales que se manifiestan de una manera contradictoria o dicotómica, no solamente con relación a su contenido, sino también en cuanto a su versión teórica. El único punto de encuentro entre las manifestaciones paradigmáticas funcionalistas que predominan en la región reside en asumir las relaciones económicas como el punto de partida para una integración más amplia, dado que el “derramamiento” (spill-over) de la cooperación efectiva en lo económico-comercial tendría que trascender a otros planos, incluyendo el de las instituciones y nuevas entidades políticas. No obstante, los desencuentros entre las expresiones del paradigma predominante son mayores.

Por un lado, existe una expresión del funcionalismo de contenido liberal que fomenta aspectos como el desarrollo institucional –hasta su fase operativa como es la regulación– y el mercado con sus postulados ahora tradicionales como competitividad, libertad de comercio, eficiencia, participación privada, reducción del rol empresarial del Estado y otros más contemporáneos como sustentabilidad, generación de riqueza con equidad, etc. Esta expresión, la cual podría más bien calificarse de neofuncionalista, ha sido resumida por la CEPAL como regionalismo abierto e identificada por otras organizaciones como Instituciones y Mercados.

Por otro lado, otra manifestación del funcionalismo de contenido geopolítico (muy cercano a la concepción de las relaciones internacionales del realismo político), sin desconocer la importancia del mercado, se inclina por favorecer:

- El predominio del Estado y los organismos multilaterales conformados por Estados sobre la acción de otros actores o entidades (como el mercado) en el fomento de la integración energética y el disfrute de sus beneficios económicos.
- La comprensión de las relaciones interestatales desde la perspectiva del poder (incluso en el plano de la cooperación).
- El aumento del rol empresarial del Estado, como una manera de aprovechar los beneficios de la integración energética.
- El fomento del desarrollo institucional desde la perspectiva tradicional de las relaciones internacionales, es decir, a través de acuerdos y tratados sin considerar metodologías de toma colectiva de decisiones diferentes, como por ejemplo las aportadas por el contractualismo. Ello limita las posibilidades de la formulación de una institucionalidad regional que, superando las limitaciones de la noción wesfaliana de la soberanía, alcance los estadios de la supranacionalidad.

En tal sentido, en América Latina y en Suramérica en particular hay situaciones contradictorias que afectan las posibilidades futuras de una verdadera integración así como las de una efectiva integración energética. El conjunto de fenómenos que dificultan, obstaculizan y retrasan la integración energética también contribuyen en sentido contrario, es decir, con la desintegración energética.

Otro de los rasgos característicos de la problemática que presenta la región en materia de integración energética es que, paradójicamente, padece del Síndrome de la Sobreintegración, es decir el fomento de la firma de acuerdos multilaterales de integración acompañado, contradictoriamente, con la profusión de acuerdos bilaterales, tanto intra como extra-regionales. Todo ello, como lo antes señalado, en detrimento de la integración y a favor de la desintegración.

El resultado final de la coexistencia de la voluntad de integración –desde el multilateralismo– con la voluntad de cooperación, desde el bilateralismo, es la imposibilidad de que la región alcance etapas finales de un proceso de integración con beneficios reales para los pueblos y sociedades nacionales de cada país. Esto se traduce en que los esfuerzos por la integración conducen a la desintegración.

Ahora bien, la pregunta indispensable es: ¿por qué se suscriben en América del Sur acuerdos multilaterales y se constituyen organismos internacionales para el fomento de la integración energética, mientras paralelamente se practica agudamente el bilateralismo? Las respuestas pueden ser múltiples, no obstante es posible dar inicialmente alguna.

Parecería que el verdadero fondo es una generalizada desconfianza de los países de la región entre sí y en un futuro prometedor en un escenario de efectiva integración, dado que ello implica la cesión de verdaderas cuotas de soberanía. En definitiva, aparentemente los países –más particularmente los Estados, los gobiernos y las clases políticas– son resistentes a renunciar de manera parcial o total a la noción wesfaliana de la soberanía,

fuertemente enraizada en el pensamiento nacionalista latinoamericano. Quizá todo ello tiene que ver también con la historia de la región y cómo sus países alcanzaron la independencia, así como con la condición de naciones y repúblicas. Son varios los ejemplos expresados en el Derecho Internacional Público Americano que dan cuenta del enorme celo latinoamericano por la defensa de la noción wesfaliana de la soberanía: las doctrinas Calvo, Tobar y Drago⁴. Los países de la región se quieren integrar y recibir los beneficios (fundamentalmente económicos) de la integración sin ceder cuotas reales de soberanía.

A diferencia de los acuerdos multilaterales de integración, los acuerdos bilaterales –además de arrojar resultados más expeditos– por lo general exigen menos o nada en cuanto a la cesión de soberanía. Las bilaterales son relaciones con mayores posibilidades de control. Parecería que América Latina y el Caribe hacen esfuerzos concientes a favor de la integración, mientras que “inconcientemente” la sabotean con el activo bilateralismo regional y extra-regional.

Otro de los rasgos de la problemática integracionista de la región tiene que ver, como consecuencia del mencionado Síndrome de la Sobreintegración, con las dificultades para avanzar en materia de regulación, especialmente en aspectos sensibles como tarifas, impuestos, aranceles, resolución de conflictos.

Dada la distancia entre el estado actual de la integración energética y un estado real de integración no existe una matriz energética regional (mas sí datos organizados sobre el potencial energético regional) que permita la formulación coordinada y consensuada de un plan energético para el uso racional y sustentable de los recursos naturales energéticos en correspondencia con una concepción de la seguridad energética suramericana.

En síntesis, la dicotomía en cuanto a los paradigmas predominantes en la región y adoptados por los Estados de los distintos países y el Síndrome de la Sobreintegración son dos aspectos que tienen un peso específico relevante que no favorece la integración energética suramericana y que, por el contrario, abonan a favor de la desintegración

4. La Doctrina Calvo, propuesta por el argentino Carlos Calvo entre 1868 y 1896 y desarrollada en el marco de las intervenciones armadas de Francia en México, remite a la igualdad de los Estados y por lo tanto rechaza la injerencia de algún Estado en los asuntos internos de otros, así como los privilegios de extranjeros con respecto a los nacionales de algún país. Como consecuencia de esta doctrina diversos países de América Latina impusieron la llamada “Cláusula Calvo” aplicada a los acuerdos contractuales con inversores extranjeros, obligando a estos últimos a renunciar al recurso de protección diplomática, permitiéndoles únicamente acudir a los tribunales del Estado receptor y bajo la legislación local en pos de una reparación por cualquier violación contractual suscitada. Por su parte, la Doctrina Tobar, formulada en 1907 por el doctor Tobar en su condición de ministro de Relaciones Exteriores de Ecuador, rechaza el reconocimiento de gobiernos extranjeros que hubiesen accedido al poder por la fuerza (golpe militar). La Doctrina Drago fue formulada en 1902 por el entonces ministro de Asuntos Exteriores de Argentina Luis María Drago, con motivo del bloqueo naval que de manera conjunta Alemania, Inglaterra e Italia hicieron a Venezuela ese año con el fin de obligar al gobierno de Cipriano Castro a pagar las deudas que la nación hubo contraído con esos países durante la Guerra Federal. El elemento esencial de la doctrina es la prohibición de recurrir a la fuerza para hacer efectivo el cobro de las deudas contractuales de los Estados (véase Rousseau, 1966, pp. 305-330).

energética, a pesar de avance de nuevas interconexiones gasíferas y eléctricas y del mantenimiento de las existentes.

Recomendaciones⁵

Necesidad y posibilidad de una concepción política de la integración energética

Como ya fue señalado, hasta el presente en América Latina –y por ende en Suramérica– ha predominado una concepción funcionalista (transaccional) de la integración, tanto en lo general como más recientemente en lo energético. Históricamente se ha pretendido alcanzar importantes niveles de integración política (como puede ser el caso de instituciones regionales o comunitarias supranacionales) partiendo de la cooperación económica. Esta perspectiva transaccional de la integración energética ha partido, fundamentalmente, de dos motivaciones: la búsqueda de ampliación de mercados, y la búsqueda de la resolución de problemas puntuales de suministro energético que han obligado a la cooperación.

En tal sentido, las primeras interconexiones energéticas entre países de la región tienen su origen en el desarrollo de grandes obras hidroeléctricas sobre ríos binacionales: Itaipú, Salto Grande y Yacyretá; el desarrollo de interconexiones para requerimientos de oportunidad o para problemas locales entre Venezuela, Colombia y Ecuador, y en exportaciones de gas de Bolivia a Argentina.

Estas interconexiones no fueron efectuadas como las primeras etapas de una integración, sino asociadas a la exigencia de requerimientos localizados y puntuales, tales como las centrales hidroeléctricas binacionales impulsadas por el país demandante o la transacción del gas o electricidad ante excedentes y/o déficit de las partes.

Los acuerdos en esos niveles de inter-relación han conducido a que las referencias teóricas predominantes para encontrar medios de regulación de las relaciones interestatales sean las que corresponden a las relaciones internacionales y la diplomacia. El resultado igualmente predominante ha sido un enorme volumen de acuerdos y tratados que en sí mismos ponen significativas limitaciones al desempeño y la estabilidad de procesos de integración cuando contemplan, explícitamente, restricciones a los cambios en aspectos de tanta relevancia para la expansión de la integración como la soberanía de los Estados sobre sus territorios y recursos naturales.

En tal sentido, de cara al mejoramiento de las potencialidades de una integración energética suramericana, la primera de las propuestas que habría que hacer sería un

5. Elaboradas con base en los resultados de "Balance y perspectivas de la integración energética suramericana. Una revisión desde Venezuela", González Silva, 2007.

cambio en el paradigma que rige la integración en la región. Es decir, pasar de la concepción economicista de integración (funcionalista de contenido geopolítico o liberal) a la asunción de una concepción política de la integración. Debe operar entonces la sustitución de la idea tradicional de la cooperación económica como medio instrumental para la consecución de la integración política, por la relevancia de acuerdos políticos justos que garanticen mayores posibilidades de estabilidad, lo cual está bastante más allá de la metodología tradicional de los tratados y acuerdos internacionales.

Una concepción política de la integración energética suramericana –aun cuando seguirá teniendo un importante valor económico per se, en tanto la cooperación y la integración energéticas inevitablemente deberán expresarse en transacciones comerciales– tendría como “centro de gravedad” una familia de ideas inter-relacionadas que podrían ser aportadas por la economía y la filosofía políticas. De lo que se trata es de agudizar la vía institucional (más allá del enfoque de instituciones y mercado) para la consecución de la integración energética, es decir, incrementar los medios procedimentales imparciales y reducir la discrecionalidad de los gobiernos nacionales suramericanos amparados en la noción wesfaliana de la soberanía a la hora de actuar con respecto a sus socios, así como intentar reducir el impacto de las contingencias políticas nacionales e internacionales en el desarrollo del proceso integracionista.

Para ello es necesaria la formulación de un cuerpo de ideas que guíen la acción colectiva y que trascienda las posturas ideológicas, nacionalistas, que puedan ser consideradas como doctrinas comprensibles razonables que obstaculizan las posibilidades de acuerdos justos y estables.

Para la constitución y asunción de ese cuerpo de principios los Estados nacionales suramericanos y las sociedades suramericanas deberán acordar, previamente, procedimientos que contribuyan a alcanzar acuerdos acerca de cómo habrán de formularse las necesarias instituciones regionales que regirán la actuación general y energética durante el proceso de integración, así como a posteriori, una vez alcanzadas las metas tangibles que resultan indicativas de una integración real.

Para ello, las aportaciones del constructivismo político en cuanto a la formulación de procedimientos institucionales que conduzcan a acuerdos justos, imparciales y estables podrían ayudar a que los foros de encuentro y discusión interestatales alcancen convenios de mayor calidad institucional.

Uno de los aportes clave del constructivismo político está en la sustitución de la “regla de las mayorías” por la “regla de la unanimidad” como medio para la toma colectiva de decisiones. El orden político puede construirse de varias maneras. Una de ellas es a través de la idea de la unanimidad en los procedimientos por medio de los cuales

se llega a acuerdos. No tiene que existir necesariamente unanimidad en los acuerdos. La discusión, finalmente es sobre el procedimiento, no sobre los resultados⁶.

La regla de la unanimidad como medio de toma colectiva de decisiones contribuye a la reducción de los costos en los procesos de toma de decisiones así como de los costos externos esperados por el individuo a propósito de la acción colectiva.

La adopción de medios institucionales más complejos que trasciendan los propios de las relaciones internacionales y la diplomacia –generalmente expresados en tratados y compendios de buenas intenciones sin operatividad– podría permitir la formulación de instituciones regionales más eficientes. La eficiencia institucional podría ser evaluada en varias dimensiones. Se considera conveniente resaltar al menos tres:

1. Con relación al grado de consenso, es decir cuán amplio es el consenso que dio origen a las instituciones, lo cual supone que los Estados y fuerzas sociales con interés en el tema energético (empresas, organizaciones no gubernamentales, etc.) han sido copartícipes de las decisiones y han deliberado acerca de ellas.
2. Con respecto a la competitividad: en cuánto fomentan las libertades y la competitividad económicas, de tal manera que contribuyan a la expansión regulada de la industria y el comercio energéticos regionales⁷.
3. Con relación a cuánto fomentan la cooperación (se entiende por cooperación relaciones de mutuo beneficio). Se puede reglar para fomentar la cooperación (González Silva, Milko, op. cit., p. 215).

Ahora bien, la posibilidad de una concepción política de la integración energética suramericana y de la asunción de la regla de la unanimidad como recurso para la toma colectiva de decisiones, así como las consideraciones en torno a la eficiencia institucional y sus distintas dimensiones solamente es posible con la previa asunción de un tipo de concepción de la política. Una clasificación ya clásica y generalmente aceptada acerca de la política es la de García Pelayo, autor que señala dos “imágenes” o concepciones fundamentales: la política como lucha por el poder, y la política como orden o paz, es decir, como idea ordenadora de la sociedad (García Pelayo, 1999, p. 5). En la primera de las imágenes, la política se muestra como una pugna entre fuerzas o grupos de fuerzas, generalmente con arreglo a una idea, sistema axiológico o ideología.

6. La asunción de la regla de la unanimidad tiene, por supuesto, implicaciones en la concepción de democracia como forma de gobierno que predomina en los países suramericanos. Como es sabido, la regla de la mayoría ha sido históricamente uno de los principios constitutivos de la democracia, pero también ha quedado ampliamente demostrado que resulta una forma ineficiente como instrumento colectivo de toma de decisiones en tanto puede conducir a resultados injustos, especialmente con respecto a los derechos de quienes están en condición minoritaria. Una explicación argumentada sobre la ineficiencia de la regla de la mayoría se encuentra en Buchanan y Tullock, 1980 y en Brennan y Buchanan, 1987.

7. Para una explicación más amplia véase la revisión de Douglass North (1995) acerca de las instituciones y su influencia en la economía y en el desempeño económico.

La imagen de la política como idea ordenadora de la sociedad descansa, por el contrario, en la percepción parmenidiana del “mundo como algo dotado de orden permanente y, por tanto, no creado por la lucha ni impuesto por la voluntad, sino revelado por la razón” (ibidem).

La política es asumida como un medio para ordenar y hacer funcionar la sociedad con arreglo a principios de justicia y equidad emanados de la razón. En el caso de los países suramericanos, cabe pensar que parte de esos principios pueden ser aquellos contenidos en doctrinas comprensibles razonables, generalizadamente aceptadas, como el republicanismo (en tanto forma ampliamente aceptada como forma de Estado) y la democracia, como forma también generalizadamente aceptada para la organización del gobierno.

La concepción política de la integración energética implica también que sea asumido otro conjunto de concepciones asociadas de manera coherente y articulada. Así, necesarias concepciones como la del individuo y la justicia también podrían ser aportadas por el constructivismo político.

¿Cuál sería, en principio, la adecuada concepción del individuo dentro de una concepción política de la integración energética suramericana? Dentro de una sociedad internacional regional regida en su cooperación/integración energética por una concepción política, podría asumirse la noción del homo politicus considerando como tal tanto a personas propiamente dichas como a organizaciones.

De acuerdo con esto, la concepción del individuo es la misma que la del homo economicus pero aplicada al comportamiento de los individuos en contextos político-institucionales. Para el constructivismo político, el comportamiento del individuo dentro de un contexto de mercado está regido por motivaciones asociadas a su interés particular y a la búsqueda de la maximización de la renta, en arreglo a las leyes propias del mercado y las instituciones que lo regulan. Una extrapolación de esa condición propone pensar que igualmente el individuo ejerce sus poderes –dentro de las normas de la política– con el mismo objetivo de maximizar sus beneficios políticos individuales y de grupo. Esto implica que el individuo llega a los procesos de negociación para la formulación de instituciones –en este caso regionales y en torno a la integración energética– tal cual como es, sin las abstracciones metodológicas sobre intereses que proponen autores como Rawls (1992) a través de su llamado posición original y velo de la ignorancia.

El homo politicus del contractualismo también busca maximizar utilidades, beneficios, ventajas (como las persigue el homo economicus en la economía). El homo economicus es un maximizador de riqueza neta, el elemento central del modelo es más la estructura de las preferencias que su contenido. El homo economicus es considerado como un “ficción útil” –el enfoque más pertinente– para el análisis institucional comparativo y para el diseño constitucional.

No obstante, no se debe olvidar que la relación económica es una relación social. Al hacerlo así, los individuos pudieran no buscar solamente maximizar su riqueza neta (utilidad), sino que pudieran también darle importancia al bienestar de los demás individuos: conceder importancia al bienestar del otro al considerar su propio bienestar. Tal dimensión presente en la interpretación del *homo economicus* es extrapolable al *homo politicus*.

En segundo lugar, ¿cuál sería una adecuada concepción de la justicia dentro de una concepción política de la integración energética? También aquí resulta pertinente pensar en la interpretación que de la justicia lega el contractualismo político. Desde su punto de vista la justicia no precede a la norma sino que, por el contrario, se pone de manifiesto con el cumplimiento adecuado de la norma por parte de los actores a quienes rige y por parte de quien está obligado a cumplirla y hacerla cumplir en las circunstancias que así lo ameriten. Es decir, que cada actor –en nuestro caso Estados y gobiernos– confía en que los demás se comportarán justamente porque actuarán apegados a las normas. También confían en que las autoridades asumidas actuarán justamente porque lo harán igualmente en arreglo a las normas. Ahora bien, las normas tendrían entonces que haber sido formuladas en correspondencia con procedimientos imparciales que garanticen una suerte de “justicia originaria” presente en la formulación de las reglas. La actuación en virtud de normas justamente formuladas tendría que derivar en una actuación justa y en resultados que igualmente podrían ser considerados como justos (González Silva, *op. cit.*, p. 219).

Por otra parte y con relación a dos aspectos significativos como son la noción de sociedad y de cooperación dentro de un sistema social internacional que actúa en virtud de una concepción política de la integración energética, se propone su resolución a través de una parte de la propuesta rawlsiana de ver la sociedad como un “sistema justo de cooperación social”. (En cuanto a la justicia, ya se le ha dado contenido con la interpretación contractualista de Brennan y Buchanan, 1987).

La sociedad vista como un sistema justo de cooperación social implica que dentro de ella interactúan individuos libres e iguales (desde el punto de vista político), poseedores de dos poderes morales, es decir, “capacidad de tener sentido de justicia” y de tener “una concepción del bien”. En cuanto a la sociedad, cooperativa de una generación a otra, será un verdadero sistema justo de cooperación social en la medida en que se rija por los principios de justicia acordados en las condiciones que el contractualismo señala.

El primer objetivo es alcanzar una concepción política de la integración energética suramericana que preceda a las consideraciones económicas y energéticas propiamente dichas; que establezca la preeminencia de procedimientos imparciales en la formulación de una institucionalidad regional más allá de las fórmulas tradicionales propias de las

relaciones internacionales y la diplomacia; que asuma una concepción cooperativa del individuo y la sociedad, y que tenga una concepción de la justicia que rija la formulación de las instituciones y el comportamiento de éstas dentro de un contexto generalizado de países con gobiernos republicanos y gobiernos democráticos. Esto podría establecer una fuerte base institucional que permitiría el desarrollo integral de las sociedades suramericanas teniendo como base de apoyo la expansión de la disponibilidad energética, la seguridad energética determinada por la seguridad y estabilidad del suministro suficiente de energía para la región, y la expansión del crecimiento económico impulsado por el surgimiento de una industria energética regional de calidad global.

El necesario y previo esfuerzo institucional –tanto en términos de la formulación de una metodología para la consecución de procedimientos imparciales y justos como en términos de resultados finales– contribuiría de manera significativa al desarrollo sustentable de la región así como al mejoramiento de las condiciones políticas expresadas en el conjunto de libertades de las cuales debe disfrutar cada ciudadano suramericano. En tal sentido, todas las concepciones antes señaladas se articulan con una concepción del desarrollo que puede ser la del desarrollo sustentable como libertad.

Se considerará sustentable porque se hace uso de los recursos disponibles en el presente para satisfacer las necesidades de las actuales generaciones sin comprometer las posibilidades de que futuras generaciones puedan también satisfacer las suyas. Una definición de orientación regional emanada de la Comisión de Desarrollo y Medio Ambiente de América Latina y el Caribe señala que el desarrollo sustentable será aquel que “distribuya más equitativamente los beneficios del progreso económico, proteja el medio ambiente nacional y mundial en beneficio de las futuras generaciones y mejore genuinamente la calidad de vida” (BID/PNUD, 1990). Este concepto, además de lo relacionado con el uso racional y transgeneracional de los recursos naturales, aborda lo atinente a la distribución de la riqueza, un tema que preocupa permanentemente en los países subdesarrollados.

La otra parte a ser considerada dentro de una concepción integral del desarrollo es, como se dijo, la libertad, ver el “desarrollo como libertad” (Sen, 2004). El fomento de las libertades en sus diferentes planos tiene una condición de doble connotación: por un lado promueve la expansión de las libertades en sí mismas, y a la vez promueve la expansión de los demás planos de la vida en sociedad. En tal sentido, la libertad es el fin del desarrollo, pero también medio o instrumento para alcanzarla.

Una integración energética suramericana efectiva, como parte de una estrategia más amplia de desarrollo sustentable y como libertad, requerirá que los países y las sociedades de la región disfruten de una expansión de las libertades políticas porque favorece la confianza en el respeto a las instituciones fundamentales, como la propiedad privada y permite los esfuerzos contralores sobre los Estados y gobiernos, lo cual

puede ser posible con la consolidación de modelos de Estado republicano y de formas de gobierno genuinamente democráticas.

La libertad política, el bienestar económico, la equidad social y un medio ambiente sano son generalmente reconocidos en la actualidad como dimensiones relevantes del desarrollo sustentable.

En su dimensión política el desarrollo sustentable se vincula con la gobernabilidad y la vigencia de condiciones que aseguren el respeto por los derechos del hombre. En principio, la existencia de sistemas democráticos de gobierno basados en una efectiva participación y representación de los diferentes grupos sociales, aparece como una de las formas más adecuadas para lograr la sustentabilidad en el plano político. Dentro de este sistema los conflictos se dirimen a través de mecanismos institucionales que garantizan la consideración de los intereses conjuntos de la sociedad (CEPAL/OLADE/GTZ, 2004).

También resulta necesaria la expansión de las libertades económicas porque favorece la movilidad de los capitales, los niveles de inversión y el desarrollo económico. El fomento regulado –mas no intervencionista– de la iniciativa privada es sumamente importante. La expansión de la iniciativa privada puede servir de escenario para la generación de conocimiento relevante –científico, tecnológico, económico, etc.– para el desarrollo de un sector empresarial energético privado desarrollado y competitivo.

A mayor especialización y número y variabilidad de los atributos valiosos, mayor será el peso que deberá ponerse en instituciones confiables que permitan a los individuos participar en contrataciones complejas con un mínimo de incertidumbre en cuanto a que los términos del contrato se puedan realizar. El intercambio en las economías modernas compuestas de muchos atributos variables que abarcan largos periodos requiere de confiabilidad institucional, la cual apenas emerge gradualmente en las economías occidentales. Nada tiene de automática la evolución de la cooperación de formas simples de contratación e intercambio a formas complejas que han caracterizado a las economías exitosas de los tiempos modernos (North, op. cit., p. 52).

En definitiva, Suramérica puede escoger una concepción sustentable y de libertad del desarrollo, dentro de un marco político-económico más amplio representado por Estados republicanos y gobiernos democráticos, así como por una concepción liberal –pero a la vez humana, ética y con equidad– de la economía. Una de las estrategias para alcanzar la materialización de un modelo de integración regional sustentado en los anteriores principios es la integración energética suramericana, tomando en consideración que la energía está en la base del desarrollo. Si se asume que los aspectos relacionados con la energía forman parte de las ventajas comparativas y competitivas de la región para alcanzar una integración de gran alcance, y debe comenzarse por allí, entonces resulta pertinente que esa integración energética suramericana parta de una

concepción política (la cual puede encontrar parte de su contenido teórico en todo lo arriba señalado).

Bibliografía

- Barbé, Esther (2003) Relaciones internacionales, segunda edición. Tecnos, Madrid.
- BID/PNUD (1990) Nuestra propia agenda sobre desarrollo y medio ambiente. Comisión de Desarrollo y Medio Ambiente de América Latina y el Caribe. FCE, México.
- Brennan, Geoffrey y Buchanan, James M. (1987) La razón de las normas. Unión Editorial, Madrid.
- Buchanan, James M. y Tullock, Gordon (1980) El cálculo del consenso. Biblioteca del Pensamiento Económico Moderno, Espasa-Calpe, Madrid.
- CAN (1997) Documento SG/dt5, 6 de octubre de 1997, Propuesta Andina de Acuerdo para el establecimiento de la Zona de Libre Comercio Comunidad Andina-Mercosur, 18 de septiembre de 1997. obtenida de ww.comunidadandina.org, visitada el 17 de junio de 2006.
- CAN (1999) Documento SG/dt52/Rev.1, 23 de marzo de 1999, obtenido de ww.comunidadandina.org, visitada el 10 de junio de 2006.
- CAN (2001) Decisión 536 del 22 de septiembre de 2001, ww.comunidadandina.org.
- CAN (2004) Acta del Diálogo presidencial sobre el Futuro del Proceso de Integración y su Proyección en Sudamérica, Quito 12 de julio de 2004. Obtenido de ww.comunidadandina.org/documentos/actas/doc/doc12-7-04.htm, visitada el 20 de junio de 2006.
- CEPAL (1994) El regionalismo abierto en América Latina y El Caribe. Santiago de Chile. En: <http://www.eclac.cl/publicaciones/sml/7/4377/lcg1801e.htm>.
- CEPAL/OLADE/GTZ (2004) Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe.
- Del Arenal, Celestino (2002) Introducción a las relaciones internacionales. Tecnos, Madrid.
- DG TREN-Dirección General de Transportes y Energía/Comunidad Europea (2004) Clingendael International Energy Programme: Study on Energy Supply Security and Geopolitics, Final Report Prepared for DG TREN, La Haya.
- García Pelayo, Manuel (1999) Idea de la política, sexta edición. (La primera edición data de 1967). Fundación Manuel García Pelayo, Caracas.
- González Silva, Milko Luis (2006a) Occidente, el petróleo y el mundo islámico. FACES/UCV, Caracas,
- González Silva, Milko Luis (2006b) Medio Oriente y petróleo. Vadell Hermanos Editores, Caracas.
- González Silva, Milko Luis (2006c) Dimensión económica de la globalización. Vadell Hermanos Editores, Caracas.

- González Silva, Milko Luis (2007) Balance y perspectivas de la integración energética suramericana. Una revisión desde Venezuela. Tesis Doctoral para optar al título de doctor en Ciencias Políticas. Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas, Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Keohane, Robert y Nye, Joseph S. (eds.) (1971) *Transnational Relations and World Politics*. Cambridge, Mass, 1971.
- Manco Zanonetti, Jorge (2002) Las políticas energéticas en la Comunidad Andina. CAN: www.comunidadandina.org.
- Mires, Fernando (1996) *La revolución que nadie soñó o la otra postmodernidad*. Editorial Nueva Sociedad. Caracas.
- North, Douglass (1995) *Instituciones, cambio institucional y desarrollo económico*, Fondo de Cultura Económica, México.
- Rawls, John (1992) *Liberalismo político*. Fondo de Cultura Económica, México.
- Rousseau, Charles (1966) *Derecho Internacional Público*. Editorial Ariel, Barcelona.
- Sen, Amartya (2004) *Desarrollo y libertad*. Planeta, Bogotá.
- Westphal, Kirsten (2006) *Flujos energéticos, cambios en la correlación de poder y relaciones internacionales: una visión comparada de la macro-región europea y las Américas*. Giesen.
www.eumed.net
www.libertysecurity.org/IMG/pdf/Identidad_y_frontera_en_Europa.pdf

II El factor energético en la creación de la Unión de Naciones Suramericanas - UNASUR

Jaime Acosta Puertas

Como parte de la iniciativa de la Fundación Friedrich Ebert en América Latina que promueve la incorporación activa y creativa de actores políticos, privados, de la sociedad civil y de representantes/funcionarios públicos de Suramérica en la generación y el debate de iniciativas y propuestas que favorezcan la integración regional y la integración energética, el presente trabajo se desarrolla en cuatro capítulos en los cuales se abordan los siguientes temas: la integración suramericana: ¿un nuevo marco para la integración en el siglo XXI?; la integración energética suramericana: un nuevo desafío geoestratégico de largo plazo; el tema de la transformación productiva y transformación energética para la integración productiva y energética suramericana; y recomendaciones hacia la integración de la UNASUR y la integración energética regional.

La integración suramericana: ¿un nuevo marco para la integración en el siglo XXI?

La des-integración latinoamericana en los noventa.
¿Re-integración en el nuevo siglo?

Han quedado atrás los años en los cuales los países latinoamericanos apostaban a utopías comunes de desarrollo. Tanto factores exógenos –que en los años 1970 y 1980 frenaron el desarrollo de tecnologías y de sectores productivos de punta, caso de la industria electrónica brasileña– como, sobre todo, factores endógenos erosionaron esa perspectiva. No lograron en su proceso de industrialización tardía consolidar procesos de transformación productiva en cada país y como región, salvo algunas actividades industriales en unos pocos países. Razones políticas y de visión estratégica desdibujaron la idea de una región latinoamericana integrada entre finales de los años setenta y el primer quinquenio de la década de los años ochenta con la crisis de la deuda externa (Acosta Puertas, 2006).

En los años noventa del siglo pasado los países centroamericanos y caribeños elaboraron agendas hacia una plena vinculación con la economía norteamericana. El TLCAN (Tratado de Libre Comercio de Norteamérica) entre Estados Unidos, Canadá

y México redireccionó la agenda geopolítica y geoestratégica del segundo país más grande de América Latina. Por el peso político, económico y cultural de México, su aproximación a la órbita norteamericana tuvo un impacto enorme en la visión de la integración latinoamericana.

Los países suramericanos, objeto de este trabajo, construyeron en los años noventa la integración regional alrededor del “regionalismo abierto”. En sus manifestaciones más ortodoxas se apuntó a una fuerte liberalización comercial, las opciones de desarrollo nacional se estructuraron sobre las exportaciones, inversión extranjera en servicios de mucho tipo y se implantaron y consolidaron las llamadas reformas de mercado. Se entendía que la vinculación entre países de la región debía basarse esencialmente en acuerdos comerciales: reducción de aranceles y desmontaje de barreras técnicas al comercio para insertarse mejor en la reciente globalización, venta de empresas públicas para honrar compromisos financieros crecientes (entre ellas empresas relacionadas con la energía), caída de la actividad productiva interna debido a las reducciones arancelarias, y abandono de la integración productiva a favor de la integración comercial (Gudynas, 2006).

De esta manera, muchos de los mecanismos de integración creados entre los años cincuenta y ochenta perdieron importancia relativa (ALADI, SELA, entre otros), o en los casos de la CAN y del MERCOSUR cambiaron los principios que los originaron por las orientaciones del Consenso de Washington. A mitad de camino quedaron los propósitos de avanzar de la liberación comercial a la integración plena de las economías, aprendiendo y tratando de emular la experiencia de la Unión Europea. Las perspectivas nacionales sobre las perspectivas comunes (el enfoque intergubernamental ha primado sobre la supranacionalidad) han impedido que se consolidaran ideales de integración más robustos, autónomos e interdependientes.

La tendencia de un sin número de acuerdos comerciales (sin acuerdos de desarrollo, de complementariedad y de integración productiva), si bien han permitido un incremento de los intercambios intra-regionales, no ha conducido a la transformación productiva para la estructuración de una plataforma tecnoeconómica regional más moderna, complementaria y potente que a su vez contribuyera a abatir rezagos sociales estructurales: inequidad, exclusión y pobreza extrema. A los países suramericanos les costó entender que el mundo adquirió una nueva dinámica geopolítica y geoestratégica luego del final de la guerra fría, tal vez porque el planeta quedó en manos de una superpotencia económica, política, militar y hegemón de la órbita regional. Sin embargo, en pocos años se ha edificado una nueva geopolítica y geoestratégica global, siendo Brasil uno de los nuevos jugadores internacionales, miembro del llamado grupo BRIC, que también incluye a Rusia, India y China. A partir del reconocimiento de Brasil como un nuevo actor regional global, de cambios políticos en la mayoría de países su-

americanos, de un mejor desempeño económico por el ciclo de alto crecimiento que experimenta la economía mundial, y de Venezuela con su enorme potencial energético basado en hidrocarburos, es posible que se esté gestando un nuevo esquema de integración regional.

Los cambios políticos en Suramérica han venido acompañados de una nueva reflexión en materia de desarrollo económico, originada en la CEPAL a comienzos de los años noventa del siglo pasado y retomada en los primeros años de este siglo en torno a la necesidad de impulsar la transformación productiva y social con equidad, apuntando a un crecimiento más duradero en procura de un desarrollo sostenible en el contexto de la sociedad y economía del conocimiento. Sin embargo, este nuevo paradigma de sociedad tiene puentes con la sociedad industrial, sobre todo en aquellas economías que lograron avanzar más en su industrialización: Brasil, Argentina, Colombia, en su orden; y en economías que afirmaron una especialización primaria diversificada y con visión estratégica internacional, el caso de Chile. Por ahora, la nueva idea de la transformación productiva se evidencia en algunos países, en organismos como la CAF y la CEPAL, pero aún no se constata de manera contundente en otros países como tampoco en los procesos de integración de la CAN y del MERCOSUR.

En el contexto de esta lectura muy general de la realidad regional de la crisis de los procesos de integración (pero a su vez la persistencia por preservarlos) emergen los propósitos de la integración suramericana que tiene como principales apuestas estratégicas la integración energética y el desarrollo de infraestructuras de comunicación, así como los propósitos de abatir problemas sociales, las asimetrías en los niveles de desarrollo, afirmar la democracia y la paz regional, frenar los impactos indeseables del cambio climático y registrar la importancia para su desarrollo de la ciencia, la tecnología, la innovación, la cultura y la educación.

Pero también la opción de la integración suramericana empieza a proyectarse una vez la agenda de la integración hemisférica propuesta por Estados Unidos ha quedado indefinidamente aplazada bajo la figura del ALCA y de las Cumbres de las Américas. Sin embargo, es probable que el próximo gobierno de la superpotencia vuelva sobre la región con una nueva propuesta hemisférica.

La Unión Suramericana de Naciones: ¿mito o realidad en construcción?

Desdibujada la perspectiva de la integración latinoamericana hasta tanto México no armonice su estrategia de desarrollo y de inserción internacional –lo cual será posible cuando su proceso de desarrollo y de transformación productiva supere la dependencia del modelo de maquila afirmado en el TLCAN– la integración suramericana

impulsada por Brasil se ha convertido en la nueva opción para el desarrollo conjunto de nuestros países.

Así las cosas, el nuevo emprendimiento integracionista comenzó en el año 2000 con la Primera Cumbre de Presidentes Suramericanos convocada por Brasil y celebrada en Brasilia. Luego, en Cusco, en 2004, después de otras dos cumbres de mandatarios de la región, se conformó la Comunidad Suramericana de Naciones constituida por doce países¹ comunidad que, en abril de 2007, en la Isla de Margarita en Venezuela, se transformó en la UNASUR, con Secretaría Técnica, Secretario General y sede propia: la ciudad de Quito. La construcción de la nueva integración será de largo plazo. Después de siete años de haberse dado el primer paso, los avances se registran en proyectos estratégicos como el IIRSA, y en dispersas pero importantes iniciativas en materia energética.

No obstante, el optimismo debe ser moderado porque la UNASUR puede ser el escenario de "confrontación" entre Brasil y Venezuela, tanto por el modelo de integración como por el modelo de integración energética (regionalismo abierto revisado versus ALBA revisitado, hidrocarburos versus agrocombustibles). Por ejemplo, hay que ver cómo evoluciona la creación del Banco del Sur.

Adicionalmente, este naciente proceso depende de cómo Brasil mire al resto de la región, pero también de cómo los países vecinos asuman a Brasil. Las dos partes se necesitan, y esto implica cambios en la mirada de las dirigencias en cuanto a la importancia que tiene la región para sus respectivos desarrollos. Hay prevención, desconocimiento e indiferencia, aunque los intereses se han ido despertando por una dinámica económica y de negocios en la región, sobre todo de Brasil como la economía más grande y diversificada de la región. No se puede olvidar que la mayor parte de las exportaciones industriales de los distintos países, tienen en sus países vecinos el primero o segundo mercado más importante y que el menor peso relativo de la región en su comercio internacional se debe al precio de los commodities que se venden en otros mercados y no en Suramérica (importante referencia para este comentario es el trabajo de Soares de Lima y otros, 2006).

Por lo expuesto, la integración suramericana no es mito ni realidad. Es un complejo proceso en construcción que tiene por delante un largo trasegar para convertirse, no sólo en esperanza, sino en una realidad dirigido al desarrollo de la región.

1. Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Guyana, Perú, Paraguay, Surinam, Uruguay y Venezuela.

Hacia la conformación de un bloque sociopolítico y tecnoeconómico capaz de interactuar con Norteamérica, Europa, Asia, China y otras potencias emergentes

La posibilidad de UNASUR de conformarse como un bloque político y tecnoeconómico que interactúe en igualdad de condiciones con los grandes bloques y las nuevas grandes naciones del mundo es un propósito deseable pero será largo el recorrido para que se haga realidad porque la nueva iniciativa se sustenta por ahora en procesos existentes poco integrados, dispersos, con agendas diferenciadas, situaciones divergentes y crisis en algunos campos y en algunos procesos.

Si la UNASUR pretende constituirse en una instancia regional para una interlocución con procesos más consolidados y poderosos, la región debe revisar la pertinencia de conservar una serie de instancias institucionales o conducir las hacia una convergencia institucional acorde a los principios, objetivos y áreas estratégicas de UNASUR. Conservar la infinita institucionalidad existente sin una reestructuración profunda recargaría a los organismos nacionales y comunes de tareas que difícilmente podrán cumplir a cabalidad.

La reestructuración institucional de la región implica una enorme voluntad política y un esfuerzo técnico y de concertación que en algún momento deberá ponerse en la mesa para que los presidentes tomen decisiones. Como un paso en esta dirección, está la convergencia institucional, uno de los temas que debe abordar la Comisión de Altos Funcionarios según mandato de la Cumbre de Cochabamba en 2006.

La integración suramericana, una instancia para la transformación productiva y social con equidad

Algunos de los principios, objetivos y temas de la agenda apuntan acertadamente a impulsar la integración productiva como complemento de la integración comercial. La integración productiva se sustenta en esfuerzos nacionales de transformación de los patrones de especialización para que la integración de las actividades económicas se pueda adelantar.

Adicionalmente, en los principios, los objetivos y la agenda estratégica de la UNASUR está el desarrollo social. Éste no se puede mirar –como tradicionalmente ha ocurrido– de manera ideologizada y poco acertada, desligado del desarrollo tecnoeconómico. Lo económico y lo social, articulados, son la mejor senda para crear sociedades equitativas y de mayor bienestar general que profundicen la democracia y consoliden la seguridad regional.

En este sentido, una de las salidas viables para un futuro no lejano tendiente a disminuir las desigualdades sociales es la mayor autonomía de los territorios a través de procesos de “desarrollo territorial o local endógeno”. Este tipo de desarrollo territorial implica la intención de generar descentralizadamente un sistema de redes interconectadas que comprende agentes socioeconómicos y sus interacciones en coaliciones distributivas; instituciones que son promovidas por dichas coaliciones; cómo esas instituciones afectan tanto la distribución como el uso y la productividad de los bienes y cómo, a su vez, esos efectos determinan el crecimiento económico, su impacto en el medio ambiente y sus efectos distributivos (Wilson, 2007).

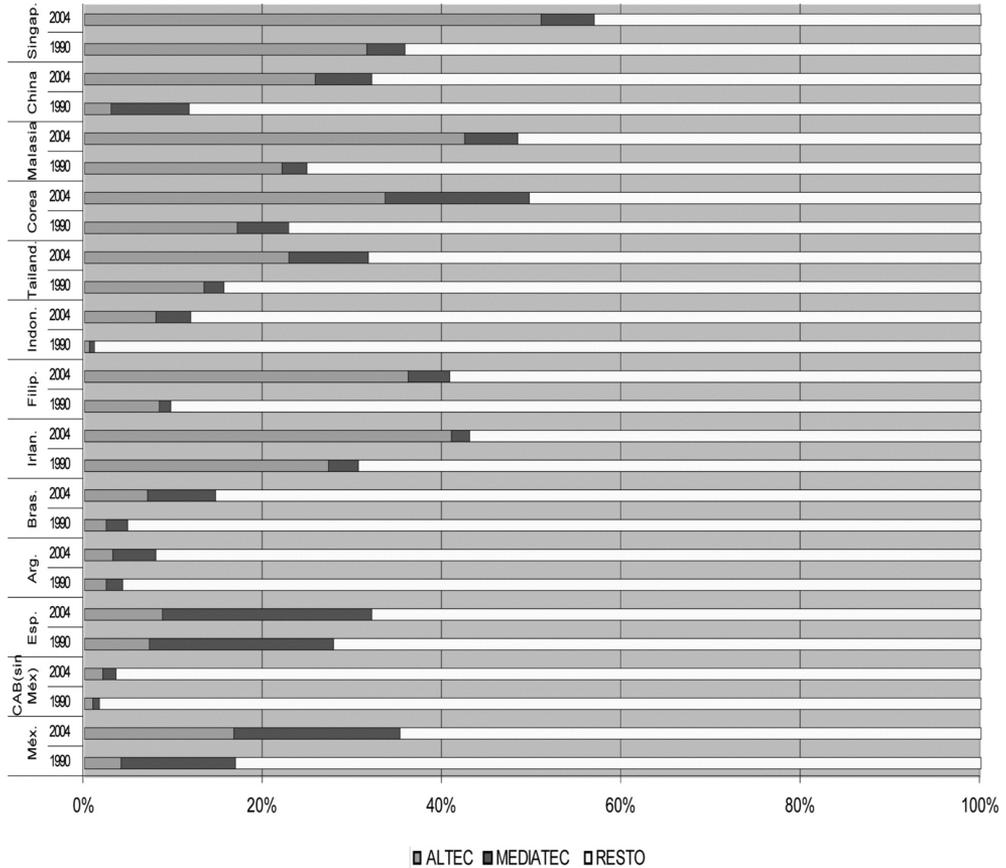
Adicionalmente, la integración productiva debe tener como orientación principal avanzar hacia el desarrollo de actividades de alto contenido tecnológico (Altec, en adelante), que permitan diversificar las economías y agregar valor a actividades-sectores tradicionales más promisorios en el comercio mundial. Las economías suramericanas –excepto Brasil en algunas actividades, y en menor grado Argentina y Colombia– no han avanzado de manera sostenida en el desarrollo y exportaciones de bienes y servicios de mayor valor agregado por el letargo en que cayó la industrialización en los años setenta y ochenta del pasado siglo y por las orientaciones del Consenso de Washington en los noventa. En el año 2007 la torta del comercio internacional está compuesta en 60% por bienes de alto y mediano contenido tecnológico, y 40% por actividades primarias y de manufacturas livianas en las que descansan la mayor parte de las exportaciones de la región. Para el año 2020, los Altec y Mediatec representarán 80% de los intercambios comerciales, en consecuencia, 20% serán bienes primarios y las manufacturas livianas o de consumo serán la mayoría de exportaciones de la región (Acosta Puertas, 2006).

En el gráfico 1 se muestra la composición de las exportaciones de algunas economías de América Latina, Asia y Europa en el período 1990 a 2004. Se constata la evolución de las economías de Asia y Europa y cómo la región, con excepción de México por su industria maquiladora de alta tecnología, se ha rezagado: Brasil muestra la mayor transformación de la canasta exportadora, Argentina en menor grado, y es notorio el rezago de los demás países de la región incluidos en el ámbito del Convenio Andrés Bello² (Acosta y Arroyo, 2007).

Está comprobado que las sociedades que avanzaron en la transformación productiva también avanzaron en la transformación social, derivando en sociedades más equitativas. La evidencia también indica un grado de coherencia entre transformación productiva –con indicadores de calidad de la educación y de desarrollo de la ciencia y la tecnología– y la capacidad de emprender de las sociedades.

2. Organismo intergubernamental para el desarrollo de la educación, ciencia y tecnología y cultura conformado por los siguientes países iberoamericanos: Bolivia, Colombia, Chile, Cuba, Ecuador, España, México, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana y Venezuela.

Gráfico 1
Composición de las exportaciones de algunos países de América Latina, Europa y Asia, 1990-2004 (en %)



Fuente: UN Comtrade, Acosta y Arroyo, 2007.

Políticas de desarrollo para una integración viable y sostenible en la UNASUR

Para impulsar y fortalecer la naciente UNASUR, con sustento en los principios constitutivos de la integración regional, en los temas que se encomendó desarrollar a la Comisión de Altos Funcionarios, en debilidades que denotan otros procesos de integración en la región y en sugerencias adicionales de este trabajo, se proponen las siguientes políticas.

- Política de transformación productiva relacionada con el desarrollo económico y la generación de empleo, impulsando las Mipyme, los clusters y las aglomeraciones innovadoras. Esta política debe ser punto de referencia para una política comercial regional dirigida a tener una zona de libre comercio suramericana y para otras negociaciones internacionales. Es difícil para el sentido común entender que algunos países impulsen acuerdos comerciales sin respaldo de sólidas políticas productivas, del conocimiento y de la innovación.
- Política de infraestructura y de comunicaciones. En marcha a través del IIRSA.
- Política de integración energética en fuentes renovables y no renovables. Hay proyectos importantes en desarrollo que a futuro serán la base de un sistema energético regional.
- Política de medio ambiente, ligada a las dos anteriores más la preservación y el aprovechamiento de la biodiversidad y comprensiva del calentamiento global.
- Política de Ciencia, Tecnología e Innovación con énfasis en nuevas tecnologías: Información-biotecnologías-nanotecnologías-cogno (IBNC), y como respaldo de una política de integración y de transformación productiva regional. Podría encomendarse el desarrollo de esta política al Convenio Andrés Bello (CAB) y a Brasil. El CAB avanza a incorporar a Argentina y Uruguay como nuevos países miembros. Los temas centrales de este organismo son la educación, la ciencia y tecnología, y la cultura.
- Política para la calidad de la educación. Ésta también podría encomendarse al CAB y a Brasil.
- Política de ciudades. Integración de ciudades con sustento en la red de ciudades del MERCOSUR (Mercociudades), en la Red Andina de Ciudades, y en el Consejo Andino de Autoridades Municipales de la CAN.
- Agenda social suramericana, ligada a la política de transformación productiva, con programas que generen oportunidades dignas y avanzadas para la población de menores ingresos, además de adelantar una profunda reflexión que permita abatir las barreras mentales que hay detrás de la inequidad.
- Estrategia de financiación, a cargo de la CAF, para disponer de fondos que hagan posible la financiación de programas de las políticas productivas, de CyT, culturales, de la agenda social y para reducir las asimetrías entre países y regiones de estos. Clave el papel de Bancos Nacionales para el Desarrollo, como el BNDES, BANDES, CORFO, entre otros, para crear un fondo para el desarrollo de la UNASUR: el FONASUR.

El papel de la energía como factor de la integración suramericana

En los últimos años el tema energético se ha constituido en un área estratégica que complementa la Iniciativa del IIRSA, base del nuevo intento de integración de nuestros

países. Sin embargo, lo que ahora existe son grandes proyectos en torno al mejor aprovechamiento del potencial petrolero, principalmente alrededor de las grandes reservas de Venezuela, al potencial del gas con base en esas reservas y de las reservas de Bolivia, la interconexión eléctrica entre algunos países, y el desarrollo de fuentes alternativas como los biocombustibles. Estos últimos para reducir la dependencia de los hidrocarburos en países con escasas reservas de petróleo y gas, y reducir la contaminación e impulsar un nuevo sector productivo y tecnológico con base en capacidades desarrolladas, sobre todo en Brasil. De esta manera, la integración energética es deseable y posible pero aún es largo el camino para constituir un sistema energético suramericano. Hay intereses económicos, políticos, tecnológicos y sociales –en suma, geoestratégicos– a veces divergentes, a veces convergentes, que podrían impulsar este sistema para el desarrollo más autónomo e interdependiente de nuestros países y con terceros.

Mientras la integración política y económica avanza con dificultades, la integración energética se adelanta de manera más fluida a pesar de no tener un marco de política integral. Ella progresa por acción de necesidades del mercado, de intereses de unos países en distintos campos energéticos que ha llevado a empresas del sector a trascender sus fronteras nacionales, y porque la oportunidad económica ha primado en la mayoría de casos. No obstante, ya se constatan incumplimientos en algunos acuerdos sin que existan instancias que los hagan cumplir y que ciertos proyectos no vayan a mayor velocidad por simples razones políticas.

La integración energética suramericana:
¿un nuevo desafío geoestratégico de largo plazo?

La integración energética: del anterior al nuevo siglo

La integración de los mercados de energía en América Latina se ha discutido durante más de tres décadas. Una expresión de ello fue la creación de organizaciones tales como ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana), CIER (Comisión de Integración Energética Regional), OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), y proyectos hidroeléctricos binacionales (Salto Grande, Itaipú y Yacyretá) entre países que hoy son miembros del MERCOSUR (Ruiz-Caro, 2006).

Durante los años noventa las iniciativas de integración energética tomaron nuevo impulso en un marco más amplio: el continental, que tuvo su génesis en la Iniciativa para las Américas planteada por Estados Unidos en 1989, y que dio origen a las Cumbres de las Américas. En la base de la entonces denominada “Iniciativa Energética Hemisférica”, con énfasis en hidrocarburos por el interés de Estados Unidos en esta

fuerza energética, estuvieron las reformas delineadas en el Consenso de Washington que propuso eliminar los obstáculos a las operaciones de las empresas en todas las ramas de la industria energética, desde la exploración y producción de gas y petróleo hasta la distribución y venta de productos en el mercado final. Las leyes sobre inversión extranjera instrumentadas en la mayoría de países y consolidadas en los TLC que muchos han firmado o se encuentran negociando con Estados Unidos intentan asegurar que las inversiones en el sector energético operen con las menores restricciones posibles con el fin de favorecer el ingreso de capitales en la actividad. Sin embargo, las reformas en el sector no lograron los resultados esperados, especialmente en aquellos países que vendieron sus empresas petroleras y gasíferas estatales (Ruiz-Caro, 2006).

En la medida en que la Integración Energética Hemisférica sustentada en la privatización, la apertura comercial y la desregulación del sector ha sido cuestionada, y que ciertos organismos multilaterales de financiación, caso del Banco Mundial, ya no condicionan sus apoyos a la privatización del sector, han surgido nuevos planteamientos de cooperación e integración energética: Iniciativa PetroAmérica, Plan Puebla-Panamá (tiene un componente de energía), IIRSA (tiene un componente en energía pero su énfasis es la infraestructura de comunicaciones), entre otros.

Sin embargo, esta nueva tendencia sobre la propiedad y el papel de los privados en el desarrollo energético no sólo es una tendencia en nuestros países. También se está dando en otras regiones del mundo: Medio Oriente y Rusia, donde a las empresas transnacionales petroleras no les ampliarán las concesiones una vez expiren los contratos vigentes. Incluso en algunos países con un enorme potencial energético se han registrado recientes nacionalizaciones o estatizaciones, caso de Rusia. Algunas de las razones de estas transformaciones políticas se deben a que los países consideran que las fuentes de recursos no renovables se están agotando, por lo cual deben usufructuar al máximo sus reservas para invertir las en su desarrollo, y porque sus principales empresas han desarrollado capacidades de gestión, de negocios y científico-tecnológicas.

Aunque la instrumentación de las nuevas orientaciones energéticas regionales es incipiente, está sustentada en alianzas estratégicas entre operadoras nacionales para consolidarlas y convertirlas en organizaciones eficientes y eficaces que garanticen el suministro energético así como su integración futura. El enfoque sustancial es que la integración energética es un asunto de los Estados y gobiernos, vinculando sector privado. Es decir, no se trata de una visión donde la integración energética esté organizada por los mercados, sino de una integración donde los Estados tienen participación más activa, a través de acuerdos binacionales, multinacionales y sub-regionales como antesala a un deseable y posible marco normativo energético común.

La integración energética en el nuevo contexto mundial y suramericano sostenible

Ya que la forma actual de producir, distribuir y utilizar energía no es viable en el largo plazo, el reto de la humanidad para el siglo XXI es avanzar a un mundo sostenible. La inviabilidad del sistema energético actual tiene que ver con su dependencia de los combustibles fósiles³, fuentes de energía no renovables que se están agotando. Además, su uso produce la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, un gas de efecto invernadero que está generando un cambio climático y que también emite contaminantes que afectan la salud humana (Sapiña, 2006), por lo tanto, es necesario un cambio en el sistema energético a corto y mediano plazo aumentando la eficiencia (menos energía para obtener el mismo servicio), utilizando cada vez más fuentes renovables y limpias de energía. A largo plazo, es necesario dejar de emplear los combustibles fósiles, adoptando un nuevo sistema energético en el cual los combustibles fósiles serían sustituidos por hidrógeno obtenido a partir de fuentes de energías renovables y limpias, para una demanda mundial de energía que en el año 2050 será entre 50% y 100% superior a la actual (Sapiña, 2006).

Sin embargo, la discusión no se debe centrar únicamente en determinar hasta cuándo se prolongará el predominio de los combustibles fósiles y cómo hacer para que aumente su disponibilidad en la transición hacia una nueva civilización energética. Debería discutirse también en qué medida su extinción –y los efectos perniciosos sobre el ambiente global que su consumo seguirá generando durante la transición energética– daría paso a un debate más profundo orientado a la conformación de un nuevo orden energético mundial que facilite pasar de una etapa a otra de un modo no traumático. También habrá que discutir una forma de administración y control de la transición que facilite incrementar la oferta de energía de fuentes nuevas y renovables y al mismo tiempo lograr un uso más eficiente de las energías convencionales (Sánchez Albavera, 2006). En el marco de esta realidad energética sostenible y cambiante del planeta se inscriben los derroteros futuros de la integración energética suramericana.

A corto y mediano plazo (¿2020-2025?), igual que en el resto del mundo, la integración energética suramericana girará en torno a la mayor eficiencia de la energía basada en recursos fósiles, en fuentes de energía renovables como los agrocombustibles, complementadas con energía nuclear en Argentina y Brasil. Concretamente, dada la dotación de factores, avances tecnológicos regionales, proyectos en marcha y otros en prospecto para los años inmediatos –la interconexión primero y la integración después

3. En el año 2001 aproximadamente 80% de la demanda mundial se satisfacía con combustibles fósiles: petróleo 35,1%, gas natural 22%, carbón 23%. Con recursos renovables el 13,7%: hidroeléctrica, tradicional, y nuevas renovables. Nuclear: 7% (World Energy Assessment Report: Overview 2004 Update, en Sapiña, 2006).

(lo cual significa mucho más que unir tubos y cables)– según Acosta y Schuldt (2006) se dará en torno al petróleo, el gas y los agrocombustibles. Y según la velocidad de los avances tecnológicos que se están desarrollando y se puedan transferir a nuestros países, el carbón también puede ser otra fuente de la canasta energética regional.

Desde otra perspectiva, los esfuerzos para los años inmediatos en nuestros países se plantean también en términos de una mayor demanda de energía en la medida en que se logren los “retos del milenio”. No se puede olvidar que en el año 2002 más de 46 millones de latinoamericanos carecían de acceso al suministro de electricidad (Linkorh, 2006). Según el modelo de sociedad de consumo que ahora se tiene, cuanto más desarrolladas las sociedades mayor es su consumo de energía.

A largo plazo, más allá del año 2030, las fuentes de la canasta energética que constituirían el sistema energético regional se sustentarán en fuentes renovables con base en la producción de hidrógeno⁴. Las reservas regionales de petróleo se estima que alcanzan para 31 años y las de gas para 36 años (ibíd.).

La inmediata integración energética suramericana al año 2020

La integración energética es un escenario deseable que se debe construir gradualmente. En nuestro continente, la integración energética no se ha dado ni siquiera en América del Norte: Canadá, Estados Unidos y México, lo que allí se han instrumentado son iniciativas para crear sistemas funcionales que se apoyan mutuamente. Norteamérica continúa desarrollando una infraestructura energética, sobre todo en electricidad y gas, sin que exista un mercado común energético (Ruiz-Caro, 2006). Esta experiencia no es un hecho menor, evidencia las dificultades para integrar un sistema de este tipo y pone en duda el tiempo en que algunos acuerdos para un mercado común energético regional podrían llegar a materializarse, a menos que la crisis fuera insostenible en el mundo y en la región.

En Suramérica ocurre algo similar. Es decir, la interconexión es la estrategia actual pero la integración es el objetivo futuro. Todos los meses se tienen noticias de nuevas iniciativas en diferentes fuentes de energía no renovables (petróleo y gas) y sobre todo en fuentes renovables (agrocombustibles), tanto en los países como en contenido de proyectos bilaterales que se suman a proyectos de carácter sub-regional. Veamos algunos.

La nueva integración energética regional comienza con el IIRSA (Integración de la Infraestructura Regional Suramericana en transporte, energía y telecomunicaciones) cuyo eje energético de la agenda 2005-2010 corresponde a la integración energética del Mercosur con Chile.

4. Para la década de 2030-2040 está pensada la introducción de vehículos de hidrógeno en Estados Unidos y en Europa.

La integración energética con base en el petróleo se constata en torno a la iniciativa PetroAmérica para América Latina y el Caribe con sus proyectos PetroCaribe (14 países de la región Caribe), y para Suramérica, PetroAndina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela cuando aún hacía parte de la CAN) y PetroSur (Argentina, Brasil, Uruguay y Venezuela). Estas tres iniciativas son impulsadas por Venezuela como país cuyas reservas de petróleo ascienden a 78 mil millones de barriles de crudo convencional y aproximadamente 235 mil millones de crudos extra pesados ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Además existen acuerdos binacionales entre Brasil y Venezuela (construcción de una refinería en el estado de Pernambuco con recursos de PDVSA y Petrobras, así como la cooperación en la producción de etanol, biocombustibles, construcción de plataformas y navíos, y de otras doce iniciativas entre PDVSA, Pequiven-Petroquímica de Venezuela y Petrobras); entre Argentina y Venezuela (tendiente a fortalecer la recién creada empresa estatal petrolera de Argentina ENARSA, incluyendo también la exploración petrolera en Argentina y Venezuela y la refinación en Brasil, la venta de fuel oil de Venezuela a cambio de productos agroindustriales y la construcción de buques petroleros de Argentina, la participación de PDVSA en la empresa argentina comprando la participación de capitales privados en la misma, entre otras acciones de cooperación); entre Uruguay y Venezuela (abastecer con petróleo venezolano durante 25 años en condiciones muy favorables, modernización de la refinería de ANCAP en Uruguay, e inversión de Venezuela en una planta para la fabricación de etanol en el norte de Uruguay); entre Bolivia y Venezuela (acuerdo centrado en la política del gobierno boliviano que asumió funciones en 2006 mediante la cual se recupera la propiedad de los hidrocarburos, específicamente gas natural y su industrialización); entre Paraguay y Venezuela (para la compra-venta de petróleo entre PETROPAR y PDVSA, y la modernización de la petrolera estatal paraguaya); entre Ecuador y Perú (acuerdo entre las petroleras de los dos países); y algunos emprendimientos entre Brasil y Ecuador para desarrollar nuevos yacimientos en el oriente ecuatoriano.

También se verifica una gran dinámica en torno a la integración del gas, con iniciativas como el “anillo energético” a través de un gasoducto suramericano que proyectan Argentina, Brasil, Chile, Uruguay, Paraguay y Perú; el Gasoducto del Sur entre Argentina, Brasil y Venezuela; los gasoductos entre Colombia y Venezuela, y entre Perú y Bolivia para la exportación de gas a México y Estados Unidos; el gasoducto entre Uruguay, Paraguay y Bolivia. Salvo el gasoducto entre Colombia y Venezuela, las demás iniciativas buscan integrarse en un gran proyecto conocido como el Gasoducto del Cono Sur, retomado por la OLADE en abril de 2007.

Los agrocombustibles se han constituido en los últimos años en un nuevo factor estratégico de la región con el fin de complementar la canasta energética en algunos

países, reducir la dependencia de combustibles derivados del petróleo en otros, complementar la oferta de energía eléctrica, reducir los niveles de contaminación, reducir los precios al consumidor final, y desarrollar nuevas oportunidades productivas en las economías. Brasil ha sido el líder de esta tecnología a partir de desarrollos iniciados en 1975 con la producción de etanol a partir de la caña de azúcar. Muchos países ya cuentan con políticas estatales para incentivar el desarrollo y la aplicación de estas tecnologías para producir agrocombustibles.

Las estrategias para el desarrollo de estas nuevas fuentes de energía renovable consideran proyectos emprendidos por empresas estatales, proyectos de carácter mixto entre empresas públicas y privadas, proyectos específicos de capital privado muchos de los cuales corresponden a nuevas inversiones de cadenas agroindustriales existentes o para impulsar nuevas cadenas productivas, e inversión extranjera.

Ya se mencionó que Brasil es líder regional pero también hemisférico y mundial en agrocombustibles. Ha desarrollado tecnologías en los distintos eslabones de las cadenas energéticas, lo que incluye la producción de bienes de capital que le permiten ofrecer paquetes tecnológicos adquiridos por países de la región. El gran propulsor del etanol brasileño es el BNDES, con inversiones impresionantes que superan los 5.980 millones de dólares, incluyendo recursos para investigación, una actividad que participa con el 1,6% del PIB brasileño y genera más de 3,5 millones de empleos (Visca, 2007). Argentina, según su dotación de materias primas, también está desarrollando tecnologías aguas arriba de la cadena, a partir de la Ley de biocombustibles promulgada en 2005.

Al estar disponible la tecnología para su transferencia, al existir cultivos que permiten su uso como materia prima, al contar con la facilidad para impulsar nuevas áreas productivas primarias a corto plazo, y dados los factores estratégicos ya mencionados con impacto macroeconómico y social, el desarrollo de energías basadas en fuentes renovables para producir agrocombustibles motiva a los países a impulsar su implantación.

Los desarrollos de Brasil y su enorme potencial para emprendimientos adicionales en los siguientes 15-20 años desbordan el ámbito suramericano. Su estrategia se extiende a Centroamérica y el Caribe. La alianza para producir etanol con Estados Unidos (primer productor mundial y Brasil el segundo pero muy cercano), ya perfila una estrategia energética hemisférica conjunta entre los dos países. Incluso, se habla de formar la OPEP del etanol y llevar a la OMC la propuesta para convertir el alcohol en un commodity que se pueda negociar en las bolsas del mercado.

Pero no todo es color de rosa con los agrocombustibles. No se pueden desconocer preocupaciones tales como el avance de la frontera agropecuaria invadiendo áreas silvestres, el aumento de los precios de los cultivos base de los nuevos combustibles que pueden incentivar la deforestación, el conflicto entre la producción de alimentos y la producción para demandas más rentables como los agrocombustibles reduciendo la oferta

alimentaria, los cambios en la disponibilidad y costos de insumos agropecuarios, las condiciones laborales desfavorables, algún tipo de contaminación aun cuando los impactos sean menores que los originados por los recursos fósiles, inquietudes que no se pueden pasar por alto si se quiere que el “milagro energético verde” tenga impactos positivos difundidos⁵ y considerando que hasta ahora el uso de los agrocombustibles no aparece claramente articulado con agendas nacionales y regionales para el uso racional de la energía y la reducción de la dependencia de los hidrocarburos (Honty y Gudynas, 2007).

De manera más específica, la producción de etanol a partir de la caña de azúcar (que tiene la venia de Estados Unidos y su apoyo en la financiación de proyectos) no contribuye a resolver problemas sociales, aun aceptando que es mejor utilizar alcohol que combustible fósil. El asunto es que la cultura de la caña de azúcar está ligada a grandes productores, tanto en Brasil como en Colombia, por ello se considera más importante invertir en proyectos de biodiesel, una vez que el cultivo de oleaginosas también puede ser practicado por pequeños productores, reteniendo gente en el campo y generando rentas. En síntesis, no se trata de insistir en modelos arcaicos que van en detrimento de las grandes mayorías de la población en beneficio de unos pocos.

La cooperación energética en el marco de la CAN tiene tres ejes temáticos: a) la interconexión eléctrica y la construcción de mercados integrados de energía en la sub-región; b) la estrategia andina de inserción internacional en torno al comercio de hidrocarburos y la seguridad energética; c) los servicios de energía y clusters estratégicos, así como el desarrollo andino de alto valor agregado y negociaciones internacionales. Sin embargo, esta estrategia energética de la CAN fue concebida antes del retiro de Venezuela del proceso andino. En el contexto del nuevo marco estratégico de una Integración Integral, elaborado en 2007 por la Secretaría General de la CAN, el tema energético es marginal, como lo ha sido siempre en la agenda de esta organización.

En cuanto al MERCOSUR, no se hace mayor alusión en este documento por cuanto en este mismo libro se presenta un trabajo similar desde la óptica de los países del Cono Sur. No obstante cabe mencionar que hay esfuerzos que datan de 1993 cuando se definieron unas directrices comunes en materia energética y decisiones posteriores tomadas en 1998 y 1999 sobre intercambios eléctricos e integración eléctrica, sobre intercambios gasíferos e integración gasífera, respectivamente, con base en memorandos de entendimiento. Posteriormente, en 2001 se creó el subgrupo 9 de Energía y Minería que estableció unas pautas negociadoras en los dos ámbitos. En 2005, los dos temas se dividieron en dos subgrupos: el 9 de Energía y el 15 de Minería. A pesar de estos desarrollos, las normativas legales de integración energética en el marco del MERCOSUR

5. El Gobierno de Brasil ofrece un buen ejemplo de reacción frente a algunas de estas amenazas, y por ello ha propuesto el “Sello Combustible Social”, mediante el cual se obtienen una serie de beneficios para lo cual los productores finales deben cumplir con ciertos compromisos con los productores de la materia prima.

no habían registrado hasta el año 2006 los avances necesarios en función del potencial que representa la región (Ruiz-Caro, 2006).

Para complementar esta visión general del proceso de cooperación y de integración energética de Suramérica cabe mencionar acuerdos en el seno de la ALADI y de anterior vigencia a las iniciativas arriba referidas que liberan condiciones para el intercambio energético en la región. No sobra mencionar otros procesos en marcha fuera de la órbita suramericana, como el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM) impulsado por México, o el componente energético del Plan Puebla-Panamá (PPP), donde Colombia tiene un papel muy activo en materia de interconexión eléctrica. También el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas con países caribeños y centroamericanos que dio paso a PetroCaribe. Este amplio abanico de iniciativas muestra la gran dimensión que ha tomado la energía en los países latinoamericanos.

Es imposible imaginar una dinámica hacia la integración energética mayor a la que se constata en la región por ello es positiva la reunión en la Isla de Margarita (abril 2007). Pero también es enorme el desafío para avanzar hacia la construcción de un marco común, importante y urgente. No obstante, las diferencias en el ideario ideológico o político sobre cómo desarrollar el sector, sobre todo en lo concerniente al papel del Estado y la manera como debe o puede concurrir la inversión extranjera, serán situaciones que no será fácil conciliar. Basta mirar el fracaso para llegar a un acuerdo en biocombustibles en la reciente Cumbre Presidencial de la CAN, celebrada en Tarija Bolivia. Dos países firmantes de un TLC con Estados Unidos asumieron una posición y los dos miembros restantes, sin TLC en marcha, adoptaron otra. ¿Qué hubiera sucedido si Venezuela hiciera parte de la CAN? Esta divergencia se presentó sólo dos meses después de la Cumbre Energética Presidencial Suramericana de Isla Margarita y muestra que las instancias de integración existentes no son en algunos casos el mejor medio para construir la UNASUR y un sistema de energía regional.

Sin embargo, al interior de la CAN, las diferencias sobre biocombustibles giran en torno a que Colombia y Perú comparten la visión de Brasil y de Estados Unidos respecto a que la producción de agrocombustibles no pone en riesgo el abastecimiento de alimentos. En cambio, Bolivia y Ecuador coinciden más con el enfoque de Venezuela de atenuar el desarrollo de agrocombustibles por riesgos para la oferta alimentaria por el surgimiento de Brasil como una nueva potencia energética sustentada en recursos renovables. Existiendo este tipo de diferencias cabe preguntarse si será posible un acuerdo suramericano en el tema.

Aun cuando hay avances, también caben dudas sobre la viabilidad política de esos acuerdos. Muchas veces las crisis crean o facilitan aquello que con anterioridad hubiera sido impensable, por ello no se puede desconocer que la energía es un recurso estratégico, lo que implica que no sólo se deben analizar los menores costos para su

adquisición sino, y sobre todo, cómo se asegura el abastecimiento. Ejemplo de lo anterior es el caso de España que, a pesar de tener un proveedor cercano como Marruecos, prefirió diversificar su abastecimiento con otros países antes que depender de un solo país. Al respecto, a corto o mediano plazo Chile optará por corregir su dependencia con Argentina. Su única opción no es la región, a pesar del menor costo, sino varios proveedores que permitan licuificar el gas en Chile. Si al carácter estratégico de la energía le sumamos conflictos políticos de la región, la variable precio pasa a tener menos peso que la variable abastecimiento seguro (Wilson, 2007).

Transformación productiva y transformación energética para la integración productiva y energética suramericana

La transformación energética: un componente clave de la transformación productiva y social con equidad

Los emprendimientos que se están dando en la región se pueden identificar como parte de un proceso tendiente a la transformación de la canasta energética suramericana. Pero esta transformación no se puede adelantar como una instancia sectorial al abrigo de expertos y agentes públicos y privados, nacionales y transnacionales, como tradicionalmente ocurrió y que no se tradujo en mejor balance para los países, las economías y sus ciudadanos, sobre todo en los años noventa del siglo pasado, los años de la liberalización de los subsectores energéticos.

Resulta sorprendente que países productores y exportadores de hidrocarburos no hubieran desarrollado suficientes infraestructuras de refinación, generando dependencia de derivados y en algunos casos una pobre calidad de los combustibles con impactos perversos en el medio ambiente y en la salud de sus ciudadanos, como en el caso de Colombia. ¿Quién responde por este daño ambiental y social?

La transformación energética no se puede considerar aislada de las iniciativas para la transformación productiva y social. En las políticas y estrategias de transformación productiva que adelantan algunos países suramericanos, el desarrollo energético debe ser una de las apuestas estratégicas del cambio en la especialización de los países. Es decir, como actividades-sectores tecnoeconómicos claves de la transformación productiva para hacer posible la integración productiva regional.

La estrategia energética debe apuntar a desarrollar capacidades endógenas (conocimiento e innovación) con base en el mejor aprovechamiento de la dotación de factores endógenos (recursos naturales) y con el mejor aprendizaje de fuentes exógenas en materia de capacidades, conocimiento e innovación. Es bajo un marco estratégico

de este tipo como se debe tratar el tema energético en los tratados de libre comercio, así como sopesar posiciones que aún se escuchan en algunos países para privatizar empresas de energía, con el argumento de que esos recursos se requieren para preservar el equilibrio macroeconómico o para disponer de recursos adicionales para incrementar las potencialidades de exploración. Otros deben ser los argumentos para privatizar.

En el marco de estas perspectivas, las Declaraciones de las Cumbres Suramericanas y la específica en el tema energético de la Isla de Margarita indican la importancia de adelantar esfuerzos comunes en la formación de recursos humanos, en llevar a cabo conjuntamente actividades en ciencia, tecnología e innovación, en crear un sistema de información regional, entre otras acciones. Por lo tanto, el nuevo desarrollo energético suramericano debe ser sistémico: geoestratégico, político, económico, social, productivo, científico y tecnológico, educativo, impulsar el emprendimiento innovador en las cadenas y clusters energéticos, desarrollo de las regiones de los países que sirven como plataformas territoriales de los nuevos desarrollo energéticos, y la protección del medio ambiente. Por lo expuesto, la integración suramericana representa una oportunidad para la transformación productiva y social con equidad de los países signatarios. Este debe ser el objetivo principal de la integración, y el desarrollo energético y su integración un factor clave de la transformación.

La energía en ejercicios de prospectiva tecnológica aplicados recientemente en países suramericanos. Delphi tecnológico 2005-2006 en países del Convenio Andrés Bello

En el marco del proyecto prospectivo sobre educación superior para la transformación productiva y social con equidad de los países signatarios del Convenio Andrés Bello y en alianza con Colciencias (organismo gubernamental de Colombia para el desarrollo de la ciencia y la tecnología) se realizó un ejercicio de prospectiva tecnológica tendiente a identificar las familias y áreas tecnológicas más promisorias al año 2020 y más allá.

En ese ejercicio la energía fue considerada como la actividad con mayores potencialidades en la región. Por tratarse de un proyecto prospectivo, en la encuesta se indagó sobre tecnologías alternativas renovables. En el cuadro 1 se muestran los resultados globales de la encuesta Delphi. Es conveniente resaltar que la segunda familia tecnológica con mayores perspectivas en la región está relacionada con la preservación del medio ambiente, que por supuesto complementa las energías renovables en el contexto de un desarrollo sostenible.

Cuadro 1
Familias tecnológicas. Prioridades tecnológicas

Nº	Familias de tecnologías		%
1	Energía	583	24,9
2	Medio ambiente	468	20,0
3	Agricultura y alimentos	404	17,2
4	Servicios con base en TIC	180	7,7
5	Manufacturas y materiales	148	6,3
6	Medicina	146	6,2
7	Hardware	135	5,8
8	Sociales	135	5,8
9	Software	109	4,7
10	Transporte	26	1,1
11	Espacio	10	0,4
	Total	2.344	100%

Fuente: Trujillo y Mojica, 2006.

En el cuadro 2, en el cual se señala el número de áreas tecnológicas en energías alternativas y en otros campos, los expertos de Bolivia y Venezuela no privilegiaron tecnologías alternativas, tal vez porque los dos países tienen sus apuestas energéticas en sus grandes reservas de gas, como en el caso de Bolivia, y en petróleo y gas en el caso de Venezuela. Más allá de este hecho, el resto de países le otorgan una enorme importancia prospectiva al desarrollo de energías alternativas renovables.

Modelos de desarrollo nacionales frente a la integración de políticas energéticas

Sin desconocer la influencia de las grandes potencias, sobre todo la de Estados Unidos en nuestra región, unos países más que otros reivindican la autodeterminación de los pueblos en su desarrollo, como consta en los principios fundacionales de la Comunidad Suramericana de Naciones. Las naciones suramericanas deben comprender que su futuro descansa en concebir e impulsar modelos de desarrollo propios, comprensivos y enmarcados en la realidad de la reciente globalización y en el respeto político e ideológico de cada una de ellas.

Una de las razones por las cuales los procesos de integración adelantados en la región se constatan débiles ha sido por la falta de visión y diseño de sólidos procesos de desarrollo de largo plazo de los países. En estas condiciones, difícilmente los proce-

Cuadro 2

Áreas tecnológicas en energías alternativas y en otros campos

Países grandes y medianos	Chile	Colombia	Cuba	Perú	México	Venezuela
Áreas de las 10 primeras tecnologías (nº de tecnologías por cada área)	Sociales: 4	Energía: 7	Medicina: 4	Agricultura y alimentos: 5	Sociales: 5	Medicina: 4
	TIC-Servicios: 3	Medio ambiente: 2	Energía: 4	Medio ambiente: 3	Energía: 3	Medio ambiente: 4
	Energía: 2	Materiales y manufact: 1	Medio ambiente: 1	Energía: 2	Agricultura y Alimentos: 1	Otro: 1
	Medio ambiente: 1		TIC-Software: 1		Materiales y manufact: 1	Agricultura y alimentos: 1

Países más pequeños	Bolivia	Ecuador	Panamá	Paraguay	República Dominicana
Áreas de las 10 primeras tecnologías (nº de tecnologías por cada área)	Agricultura y alimentos: 10	TIC-Hardware: 5	TIC – Software: 7	Energía: 3	Sociales: 5
		Energía: 3	Medio Ambiente: 3	TIC-Servicios: 1	
		TIC-Servicios: 1	TIC-Servicios: 1	Agricultura y alimentos: 1	
		Agricultura y alimentos: 1	Agricultura y alimentos: 1	Medicina: 1	
				Transporte: 1	
				TIC-Software: 1	
				Sociales: 1	
			Medicina: 1		

Los enfoques de integración pueden ser distintos a los enfoques que tienen sus miembros sobre crecimiento y bienestar y, en consecuencia, sobre las iniciativas integracionistas en las cuales se inscriben. La crisis persistente de la CAN es un reflejo de lo expuesto. El MERCOSUR, a pesar de los problemas que ha tenido en su senda, tiene en Brasil un país que día a día se inserta en el contexto internacional con base en objetivos de desarrollo

más autónomos, lo que le permite actuar con mayor interdependencia. Difícilmente se podría expresar que MERCOSUR podría desaparecer por la importancia de Argentina y Brasil. Si eso llegara a suceder sería por el surgimiento de una instancia superior de integración liderada por el gigante suramericano, como podría acaecer a mediano y largo plazo por la convergencia de todos los procesos en la UNASUR. Pero esta utopía está lejos de hacerse realidad.

La mini crisis de la CAN a comienzos de 2007 ante la falta de consensos fundamentales entre los países socios en el inicio de las negociaciones con la Unión Europea, por miradas distintas derivadas de diferentes enfoques en los esquemas de desarrollo y de inserción internacional de los países signatarios, es un reflejo de lo manifestado líneas atrás. El asunto no es un debate sobre más o menos mercado, o más o menos Estado. El debate debe girar en torno a cómo es posible lograr el desarrollo, con más mercado o más Estado o con un equilibrio de ambos agentes, y sobre todo en torno a los contenidos políticos y conceptuales de la integración. Estos son lo más importante. Si no hay convergencia en torno a objetivos superiores de las sociedades nacionales, difícilmente habrá convergencia en objetivos superiores de integración.

De esta manera, los modelos de desarrollo de las naciones sí tienen efecto en la integración y, por supuesto, en la armonización de políticas energéticas. Si en un tema energético unos países tienen infraestructuras de investigación y otros no, y si estos últimos no están interesados en crearlas, habrá dificultades para emprendimientos conjuntos y con terceros en materia de investigación y desarrollo (I+D), lo cual también tendrá consecuencias para concertar enfoques en torno a propiedad intelectual, el tipo de apertura y grados de participación de la inversión privada, y la forma en que ésta debe concurrir en el desarrollo energético.

Por eso, antes de hacer posibles ciertos desarrollos conjuntos, los países deben adelantar políticas y estrategias para un desarrollo pleno de sus potencialidades energéticas. Si hay desarrollos nacionales habrá espacios para desarrollos conjuntos. Pero la integración no puede hacer lo que los países socios no quieren hacer.

Es difícil que todos los países y al mismo tiempo emprendan y coincidan en los contenidos de sus objetivos de desarrollo. Nuestra región está lejos de ese ideal. En consecuencia, las empresas públicas energéticas y otras agencias de desarrollo nacionales, así como el surgimiento de nuevos agentes privados o existentes de origen nacional y comprensivos de nuevos contenidos en las políticas energéticas, son determinantes a la hora de contar y de construir un nuevo marco para la armonización de políticas energéticas. En este sentido, el papel de las empresas transnacionales extra-regionales puede o no contribuir a la integración energética. Depende del enfoque del marco de las políticas energéticas de los países y del marco de una política energética regional. Si éstas se limitan a lograr la concurrencia simple de inversiones, las empresas vienen,

hacen su tarea de acuerdo a sus intereses económicos, y punto. Si su concurrencia se da dentro de un marco de desarrollo estructural del mundo energético, la inversión tiene que adaptarse a ese marco de política.

Integración energética por fuera de un esquema de integración más amplio, común y compartido o hacia una estrategia de cooperación y de complementación

Es conveniente apostarle a un marco de integración amplio, común y compartido, en cuyo contexto se adelante la integración energética. En principio, parece que las cosas van por esa senda. Desde una perspectiva geoestratégica –por lo tanto política, económica, tecnológica, ambiental y social– lo menos correcto sería la conformación de un sistema energético regional sin el afianzamiento de una integración más completa. Si por alguna razón la integración suramericana no evoluciona con la velocidad y contenidos deseables, los esfuerzos en materia de cooperación energética deben seguir avanzando. Continuarán los proyectos para la extensión e interconexión de tubos y cables, algunos esfuerzos tecnológicos compartidos, inversiones públicas y privadas entre países, e instrumentación de numerosos proyectos públicos y privados aislados en cada nación.

La energía, tal como está sucediendo a través de la cooperación y de la complementación naciente, debe continuar de manera gradual y sostenida su senda hacia la integración energética regional. Se cuenta con una cantidad de factores positivos (políticos, económicos, ambientales, sociales y tecnológicos) que hacen del desarrollo y de la integración energética una prioridad de los países. Además, la diversidad de la canasta energética puede estar por encima de los acuerdos políticos generales de una integración más amplia por la propiedad que tienen los países sobre las distintas fuentes: unos en unas y otros en otras, lo que hace que los agentes del mercado y estatales concurren a satisfacer necesidades energéticas de los países y entre países.

Hacia la consolidación de la UNASUR y su integración energética

En esta sección final se señalan algunos desafíos y propuestas para la consolidación de los procesos en curso, sin embargo, se requiere de un trabajo más detallado en el contexto de las decisiones que se tomen en el futuro inmediato en torno al perfeccionamiento de la UNASUR y de la integración energética.

Desafíos

- La visión de un modelo de integración siglo XXI debe estructurarse bajo un sólido, propio y creativo marco conceptual sistémico de desarrollo, que también sirva como orientación para que la CAN, el MERCOSUR y los tres países asociados converjan en la integración de la región. Es una tarea prioritaria de la Secretaría Técnica y del Secretario General. Este instrumento rector debe ser comprensivo de las dinámicas de la globalización en la sociedad y en la economía del conocimiento, pues los esquemas previos de integración se dieron en el contexto de la sociedad industrial. El desarrollo productivo para la integración productiva y social sostenible debe ser el núcleo del modelo. La elaboración de esta visión incluye perfeccionar la agenda de áreas prioritarias y los temas estratégicos encomendados a la Comisión de Altos Funcionarios.
- Articular procesos comunes (CAN y MERCOSUR) y distintas iniciativas sectoriales, entre ellas la energía, sintonizándolos con los propósitos de la UNASUR en una perspectiva de largo plazo de que pueden converger en un solo proceso común. Por lo tanto, los temas estratégicos de la agenda de la UNASUR también deben ser temas estratégicos de la CAN, del MERCOSUR y de los tres países asociados, con el fin de irlos escalando hacia arriba en la unión suramericana, y también deben ser estratégicos en las políticas y planes de desarrollo de los países y en un enfoque coherente con el espíritu y los contenidos de la integración. Si no es así, sucederá lo que ha ocurrido con los esquemas de integración existentes, donde los intereses particulares de los países no coinciden con los principios, con los objetivos y con la agenda estratégica de los procesos de integración.
- Con base en el modelo de integración siglo XXI y en los principios, objetivos, agenda y temas estratégicos de la UNASUR [texto de creación] elaborar una visión geopolítica y geoestratégica de largo plazo para disponer de un escenario prospectivo deseable de integración y desarrollo común, y disponer de una visión geopolítica y geoestratégica respecto a Norteamérica, la Unión Europea, Asia, China, India y Rusia.
- La agenda y los temas estratégicos emanados de las Cumbres Suramericanas son demasiado gruesos, sin embargo, son muy generales y algunos no son los mismos que se incluyen en las Declaraciones Presidenciales. También hay temas clave que no se reflejan en la agenda. Por ello es indispensable darles estructura y contenidos definitivos, tarea que debe estar a cargo de la Secretaría Técnica con apoyo de ONG y agencias de cooperación asentadas en la región.
- Complementar la agenda de los años noventa relacionada con el libre comercio, con la cooperación y la integración en otros temas estructurales. Se trata de sintonizar los esquemas de libre comercio y de la integración comercial con los contenidos del

desarrollo productivo y social sostenible para la integración productiva y social sostenible en procura de la cohesión económica y social. Hay que remediar la orientación de los años noventa mediante la cual la integración se centró en lo comercial. Fue una equivocación haber aceptado orientaciones del FMI y del BM, en el sentido de que América Latina se concentrara en la liberalización comercial sin esfuerzos previos o al menos paralelos de transformación productiva y social. Los resultados están a la vista. Las economías latinoamericanas en su conjunto no son las más competitivas a escala global. Además, las negociaciones comerciales se basan en lo que tienen y no en una visión de transformación productiva y social.

- La iniciativa IIRSA y los grandes proyectos en materia de energía deben avanzar dentro de un enfoque de sostenibilidad ambiental y en el contexto de la visión energética integral derivada de la Cumbre celebrada en la Isla de Margarita. Para ello hay que darle un sólido marco conceptual y de orientación a esa Declaración, tarea que debe adelantar la Secretaría Técnica de la UNASUR, pues en este tema se constata la mayor voluntad política y los mayores avances de la integración. Sin embargo, cabe preguntarse si es este el principal tema estratégico sobre el cual puede gravitar la UNASUR. ¿Qué hacer y cómo integrar la dispersa y abundante institucionalidad energética de la región? ¿Podría la integración energética contribuir al perfeccionamiento de la integración política y económica o es mejor dejarla que fluya al margen de la compleja, incierta y lenta integración política y económica?
- Preservar la figura de la “troika” porque permite establecer puentes entre acciones y decisiones previas y futuras, figura que se fortalecerá con la creación de la Secretaría Técnica. Uno de los problemas de la integración ha sido que no se cumplen la mayoría de las decisiones de las Cumbres Presidenciales y tampoco se hace monitoreo de los mandatos. Este tipo de imperfecciones restan credibilidad a la integración y deben ser remediados en la UNASUR con la Secretaría Técnica y el liderazgo que ejercerá su Secretario General.
- Las ONG y otras instituciones de cooperación deben incorporarse al proceso de la UNASUR para adelantar tareas técnicas y apoyo político que obvien, al menos en los años inmediatos, la creación de una pesada institucionalidad, realizando trabajos técnicos encomendados y coordinados por la Secretaría Técnica con el fin de hacer realidad los mandatos de las Cumbres Presidenciales. Es difícil que la CAN y el MERCOSUR y la Comisión de Altos Funcionarios puedan adelantar solos y de la mejor manera este tipo de tareas.
- Dotar de capacidad financiera a la UNASUR para que adelante la tarea de diseñar, poner en marcha y monitorear programas y proyectos derivados de los temas estratégicos con el fin de convertirlos en políticas comunes. Esta propuesta debe derivar en un fondo –que se podría llamar el FONASUR– para contribuir a reducir las asi-

metrías en los niveles de desarrollo de los países signatarios, y enfocado a impulsar y cofinanciar programas y proyectos que ahora no son financiados de manera permanente por la CAF, por otros organismos multilaterales, por la CAN ni por el MERCOSUR. Estos últimos, en la práctica no ejercen más que funciones de coordinación en materia de desarrollo productivo, social, tecnológico, laboral, entre otros temas.

- Brasil se está constituyendo en un importante actor internacional, con agenda propia y diferenciada según múltiples intereses geoestratégicos. El tamaño de su geografía y sus potencialidades de distinto tipo han conducido al gigante suramericano a impulsar iniciativas estratégicas como el IIRSA, la integración energética por desarrollos propios en agrocombustibles, y una nueva agenda de relaciones con otros países y bloques que van mucho más allá del ámbito regional. Veamos algunos hechos recientes: la Unión Europea propone una alianza estratégica con Brasil por fuera y adicional a la agenda con el MERCOSUR; Brasil adelanta acciones energéticas con Estados Unidos; Brasil fue una de las cinco economías emergentes invitada a la Cumbre del G-8 en abril de 2007; Brasil formó parte del grupo de grandes economías reunidas en mayo de 2007 para destrabar el tema agrícola en la OMC; su Presidente viaja por el globo firmando acuerdos de cooperación con las grandes economías emergentes y con las más desarrolladas del planeta. Gran parte de esta abultada agenda internacional descansa en su acuciosa Cancillería, en su política industrial, tecnológica y de comercio exterior (PITCE), impulsada desde el primer gobierno del presidente Lula, campo en el cual Brasil está mucho más avanzado que los demás países latinoamericanos (Acosta, 2007), y en la política energética de los agrocombustibles.
- El mayor obstáculo para que la UNASUR se afiance es la numerosa cantidad de iniciativas integracionistas en la región. Es muy difícil que un nuevo proceso logre abrirse espacio y consolidarse cuando hay tantos otros en marcha con igual número de burocracias dispuestas a defender su espacio, y con tantos intereses sub-regionales, intra-sub-regionales y nacionales divergentes. Superar las diferencias políticas tras un objetivo superior es el mayor desafío de la UNASUR. A veces parece que las actuales diferencias políticas nos hicieran retornar a años pasados. A su vez esas diferencias parecen escuchar más a actores externos antes que a objetivos propios, olvidando el ejemplo de las diferencias políticas que quedaron relegadas a un segundo plano en la experiencia europea de los últimos 50 años.

Políticas y estrategias deseables para la integración energética suramericana

- A partir de la Declaración de la Cumbre Energética de la Isla de Margarita es indispensable dotar a la integración energética regional de un marco conceptual estratégico y prospectivo determinando cuál es la visión y cuáles los contenidos de un sistema energético suramericano para avanzar a una política energética regional sostenible.
- El tema energético es un asunto estrictamente prospectivo. Los desarrollos tienen efectos de mediano y largo plazo: por un lado, aquellos derivados de los combustibles fósiles y de fuentes renovables ya en marcha; por otro lado, hacer una prospectiva tecnológica y productiva en otras fuentes de energía renovable: solar, eólica, hidrógeno, entre otras, para visualizar en un horizonte temporal razonable, las potencialidades y viabilidad en cuanto a costos así como las capacidades que se deben desarrollar. No es conveniente que algunos países se conformen con la canasta actual, sobre todo si ésta descansa en fuentes no renovables.
- Teniendo en cuenta que los mayores avances se registran en torno a hidrocarburos y agrocombustibles, el desarrollo y la cooperación energética debe dotarse de políticas y/o estrategias a través de programas y proyectos de desarrollo científico y tecnológico, formación de recursos humanos, nuevos emprendimientos innovadores en torno a las cadenas y clusters energéticos, y desarrollo de bienes de capital. Es decir, cuatro estrategias de una política productiva para la construcción de un sistema energético regional: ciencia, tecnología e innovación, educación, emprendimientos innovadores y bienes de capital e intermedios para lograr aglomeraciones energéticas realmente integradas y avanzadas. En el contexto de esta política, concebir programas de cooperación en los mismos temas con actores extra-regionales. Esto implica disponer de una serie de diagnósticos como los que se sugieren a continuación, con el objetivo de adelantar una política industrial energética con programas que sean financiados entre los Estados, la CAF y el FONASUR:
 - Estado del arte regional en materia de avances científicos y tecnológicos para el diseño de una estrategia de investigación y desarrollo (I+D) en energías.
 - Estado del arte regional en materia de formación de recursos humanos de alta calificación en las áreas o temas energéticos estratégicos para una estrategia de cooperación tendiente a fortalecer la formación para el desarrollo de nuevas necesidades energéticas de la región.
 - Estado del arte regional de nuevos emprendimientos innovadores en las actividades energéticas clave. Proyectos emprendedores innovadores en las incubadoras de empresas de base tecnológica, en parques tecnológicos, en centros de desa-

- rollo tecnológico, y en empresas de energía públicas y privadas para impulsar una estrategia orientada a nuevos desarrollos en los distintos campos energéticos.
- Estado del arte sobre la producción de insumos y bienes de capital para las distintas actividades energéticas, orientado al diseño y la instrumentación de una estrategia productiva energética de alto contenido tecnológico.
- Balance de regiones con desarrollos energéticos en los países de la UNASUR. Determinar cuáles son los territorios desarrolladores de energías para formar la red de regiones energéticas suramericana.
- Las propuestas sugeridas tendientes a dotar de una estrategia energética a la región apuntan a conformar clusters o aglomeraciones en las energías clave para cada uno de los países suramericanos, como una etapa previa a aglomerar o integrar el desarrollo energético común.

Qué hacer con otros países latinoamericanos para complementar la integración energética suramericana

Esta no debe ser la preocupación inmediata de los países de la UNASUR. Ya Brasil, Colombia y Venezuela adelantan proyectos con Centroamérica y el Caribe. Brasil, de manera independiente o de manera conjunta con Estados Unidos, avanza para implantar proyectos en esa región en materia de agrocombustibles, Colombia forma parte del Plan Puebla-Panamá, y Venezuela lidera PetroCaribe.

Pensar una integración energética latinoamericana sin perfeccionar la integración energética suramericana sería una aventura arriesgada que recargaría sin razón la agenda regional en construcción. América Central y el Caribe necesitan a Suramérica en materia energética. Y Suramérica, por simples razones de mercado, por la necesidad de incrementar sus economías de escala y por razones geoestratégicas, concurrirá cada vez más en esa región. Por su parte, México tiene fortalezas en unos campos energéticos pero no en otros donde los países suramericanos tienen ventajas.

Conclusiones

- La iniciativa de la UNASUR viene a engrosar el largo listado de procesos de integración en la región, la mayoría inacabados y con imperfecciones adicionales, unos menguados por cambios en la visión del crecimiento y de la inserción internacional en la reciente globalización y otros en boga como los acuerdos de libre comercio, pero todos vigentes, conformando un abanico de mecanismos regionales de integración poco integrados que no muestran suficientemente claro el futuro de la

integración regional. Más bien extiende un manto de dudas. La integración regional, antes que corresponder con el grado de coherencia de sus propios objetivos, va más a la velocidad que otros le quieren imponer.

- A largo plazo es deseable que la mayoría de procesos de integración converjan en la UNASUR, asumiendo un tono político desideologizado. El desarrollo no es un asunto de la izquierda o de la derecha, es una responsabilidad política de todo Estado y de sus respectivas sociedades, por lo tanto, el discurso se debe centrar en los años inmediatos en lograr el desarrollo global de la región: productivo, tecnológico, cultural, social y sostenible, donde el desarrollo energético es un componente estratégico. De ahí emanará un nuevo discurso regional y resultarán nuevos acuerdos al interior de la región y con el resto del mundo.
- La UNASUR, si no afianza su proceso, corre el riesgo de ser neutralizada por un nuevo gobierno en Estados Unidos cuando la superpotencia retomará la idea de la integración hemisférica. Para cuando llegue ese momento sería conveniente que la región esté más integrada en sus objetivos y programas comunes de desarrollo.
- La integración energética es una contribución a la posible integración regional. Sin embargo, el proceso habrá que llevarlo con mucho criterio y gradualidad por cuanto los enfoques de las políticas energéticas son distintos en los diferentes países y difieren además en subsectores específicos. De esta manera, existe más bien la posibilidad de una integración energética relativa, con mucho discurso y con diversos y dispersos proyectos importantes que no prefiguran todavía –y quién sabe cuándo– un sistema energético regional. El fallido intento de un acuerdo en biocombustibles en la CAN hace sonar la alarma.

Como todos los países de la región tienen sus propios problemas y acciones y por tanto diversas soluciones a su situación energética, es necesario llegar a acuerdos en algunos aspectos fundamentales de las políticas globales: a) en política externa, dado el creciente papel de la política comercial que podría incidir en la disponibilidad de energía de fuentes externas para garantizar abastecimiento seguro; b) en política de redes para una interconexión energética regional que promueva un mayor comercio y la cooperación entre los países, acelerar la liberalización de los mercados y la competencia a través de precios; c) en política ambiental para incorporar regulaciones directas e indirectas sobre el sector energético, y d) en políticas e instrumentos financieros y fiscales que estén a disposición de la política energética (Zanoni, 2007).

Expresamos nuestro agradecimiento por sus valiosos comentarios a: Karin Bruning, Juan Benavides, Ángela Cadena, Diego Cardona, Miguel Eduardo Cárdenas, Julie Massal, Edgar Viera, Frances Wilson y Ana María Sanjuán.

Bibliografía

- Acosta Puertas, J. (2006) "La desintegración andina", en Nueva Sociedad n° 204, Buenos Aires.
- Acosta Puertas, J. (2007) Políticas industriales y transformación productiva en Brasil, Colombia, Chile y México. CAB/Colciencias, Bogotá.
- Acosta Puertas, J. y Arroyo, I. C. (2007) El comercio internacional de bienes de alto contenido tecnológico-ALTEC de economías emergentes de América Latina, Asia y Europa. Convenio Andrés Bello-Colciencias, Bogotá.
- Acosta, A. y Schuldt, J. (2006) "Petróleo, rentismo y subdesarrollo: ¿una maldición sin solución?", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto, Buenos Aires.
- Cisneros, L. A. (2007) "Las políticas petroleras en Brasil y Venezuela". Caracas.
- Gudynas, E. (2006) "América del Sur: los fantasmas de la integración regional", en Revista del Sur n° 166, julio-agosto.
- Honty, G. (2006) "Integración energética sin integración política", en Revista del Sur n° 165, mayo-junio.
- Honty, G. y Gudynas, E. (2007) Agrocombustibles y desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe. Observatorio del Desarrollo. CIAES y D3E. Montevideo.
- Kozulj, R. (2006) La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados. Serie recursos naturales e infraestructura. CEPAL, Santiago de Chile.
- Linkorh, R. (2006) "La política energética latinoamericana: entre el Estado y el mercado", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto, Buenos Aires.
- OLADE-Organización Latinoamericana de Energía "Los biocombustibles en América Latina", Boletín quincenal sobre biocombustibles: www.olade.org.
- Ruiz-Caro, A. (2006) Cooperación energética en América Latina y el Caribe. Serie recursos naturales e infraestructura. CEPAL, Santiago de Chile.
- Sánchez Albavera, F. (2006) "América Latina y la búsqueda de un nuevo orden energético mundial", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto, Buenos Aires.
- Sapiña, F. (2006) El reto energético: gestionando el legado de Prometeo. PUV. Sin Fronteras. Cátedra de Divulgación de la Ciencia. Publicaciones de la Universidad de Valencia.
- Scheer, H. (2007) "Defensa de las energías renovables", en Le Monde Diplomatique. Dossier energías, abril.
- Soares de Lima, M. R.; da Motta Veiga, P.; Polonia Rios, S. (coord.) (2006) Brasil en América del Sur. Fuerza de Tarea. Informe final. CINDES. Rio de Janeiro, Brasil.
- Sohr, R. (2007) "Chile y su inseguridad energética", en Le Monde Diplomatique. Dossier energías, abril.

- Trujillo, R. y Mojica, F. (2006) Prospectiva tecnológica 2020: Delphi tecnológico para los países del Convenio Andrés Bello del proyecto Educación Superior y transformación productiva y social con equidad de los países. CAB/Colciencias. Bogotá.
- Varios Autores (2006) "Geopolítica de la energía", Tema Central en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto, Buenos Aires.
- Visca, P. (2007) El combustible de los agrocombustibles: el BNDES. CLAES y D3E. Montevideo, 2007.
- Wilson, F. (2007) Comentarios escritos a la versión preliminar de este trabajo. Santiago de Chile.
- World Energy Assessment Report: Overview 2004 Update, Naciones Unidas, Nueva Cork, 2004.
- Zanoni, J. R. (2007) La estrategia bolivariana para la integración energética latinoamericana. UCV. Documento presentado en el Seminario: La matriz energética suramericana y los roles de Brasil y Venezuela. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

III

El factor energético en la integración de la Unión de Naciones Suramericanas

Oscar M. Guzmán

El presente documento tiene por objeto desarrollar una reflexión sobre el rol de la energía en el proceso de integración suramericana, en particular a partir de la conformación de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), con base en tres temas considerados de interés con respecto al potencial integrador de la energía. El primero está referido a la situación actual de las principales vinculaciones energéticas entre países y a las recientes propuestas que se han formulado en los ámbitos del gas natural, la electricidad y de otras fuentes energéticas como el carbón y los biocombustibles. El segundo trata el marco institucional existente y da cuenta de las acciones de organismos internacionales regionales relacionados con la energía en sus distintas manifestaciones. En el tercero se consideran las limitaciones a la integración regional y energética que aparecen en el presente y los elementos que se deberían tener en cuenta para avanzar en ellas.

Interconexiones energéticas en países de América del Sur

Gas natural

Disponibilidad del recurso (reservas y producción)

En algunos de los principales países desarrollados los sistemas de transporte de gas hicieron posible su consumo en zonas alejadas de las áreas de grandes reservas del recurso. Tal el caso de la Unión Europea (UE) que se abastece de campos situados a grandes distancia (Rusia y el Norte de África) y también en Estados Unidos. Esta infraestructura permitió la difusión del gas natural (GN) en la estructura energética de estas regiones y contribuyó a sustentar sus economías y las condiciones de vida de su población. En la actualidad, el GN representa 24% del consumo final de energía de la UE, a pesar de no disponer de reservas propias suficientes para sostenerlo, y 22% en EEUU.

En América del Sur las mayores reservas probadas en relación con el total de la región están situadas principalmente en Venezuela (68%), Bolivia (12%) y Argentina (8%). Además de estos países las reservas probadas son significativas en Brasil (5%) y

Perú (5%), y en menor medida en Colombia, mientras que en los restantes países no tienen relevancia en el contexto de la región (ver cuadros 1 y 2 y mapa 1).

Cuadro 1
Gas Natural, reservas en países de América del Sur

Reservas			
País	Probadas	Probables	Totales
Argentina	17,6	8,9	26,5
Bolivia	26,1	22	48,1
Brasil	10,9	5,2	16,1
Chile	1,6		1,6
Colombia	4	2,7	6,7
Ecuador	1,4		1,4
Paraguay			0
Perú	11,6	5,2	16,8
Uruguay			0
Venezuela	152,5	40,2	192,7
Región	225,7	84,2	309,9

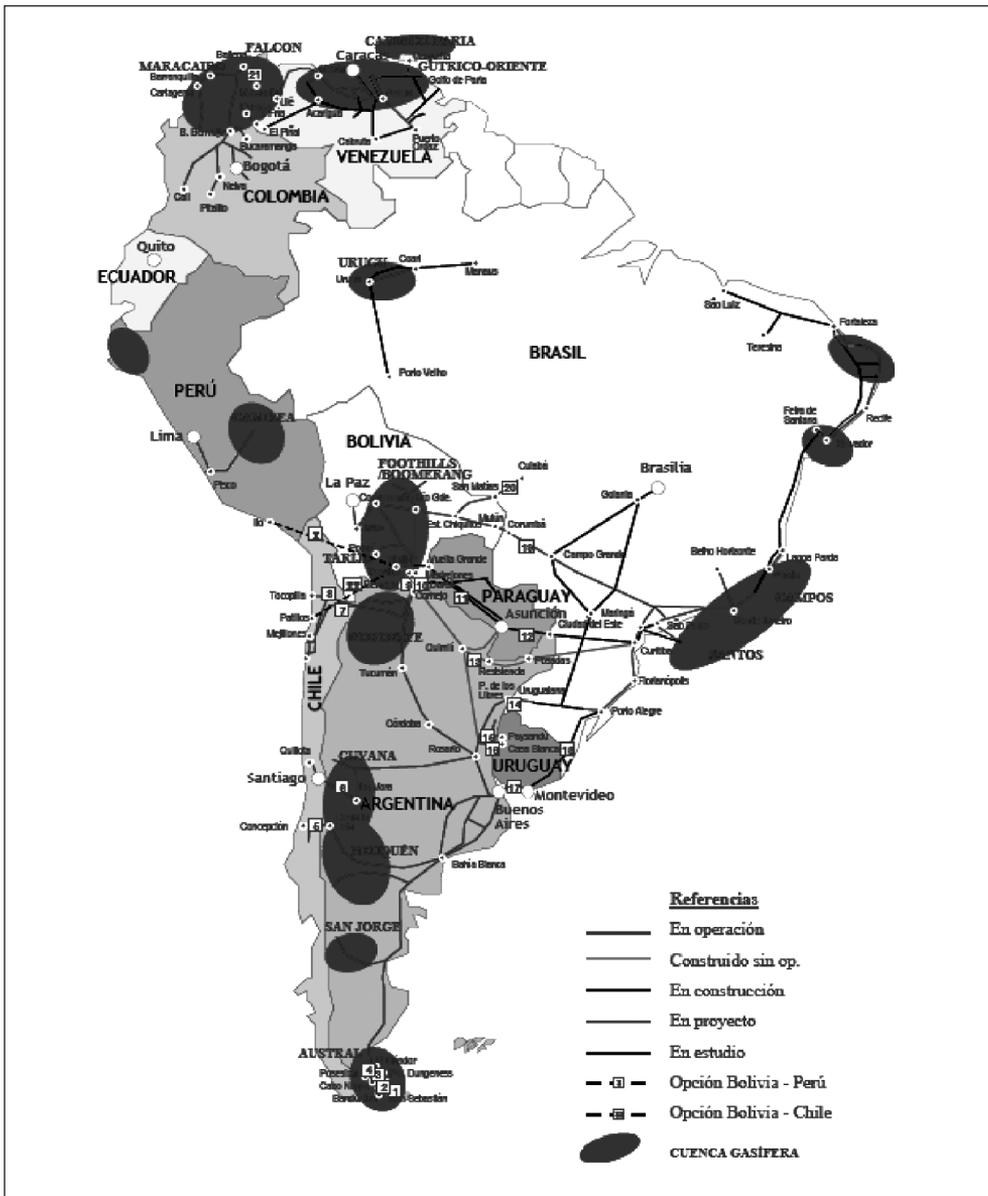
Fuente: www.cier.org.uy; www.olade.org.

Cuadro 2
Estructura por país de las reservas probadas y probables de GN

Reservas			
País	Probadas	Probables	Totales
Argentina	7,8	10,6	8,6
Bolivia	11,6	26,1	15,5
Brasil	4,8	6,2	5,2
Chile	0,7	0,0	0,5
Colombia	1,8	3,2	2,2
Ecuador	0,6	0,0	0,5
Paraguay	0,0	0,0	0,0
Perú	5,1	6,2	5,4
Uruguay	0,0	0,0	0,0
Venezuela	67,6	47,7	62,2
Región	100	100	100

Fuente: www.cier.org.uy; www.olade.org.

Mapa 1
Gas Natural. Cuencas y gasoductos en América del Sur



Fuente: www.cier.org.uy; www.olade.org

Las estimaciones de reservas probadas en 2005 llegaron a 226 TCF y se amplían a 309 TCF con las reservas probables, un 37% adicional. La extracción del GN de los reservorios ha seguido ritmos variados en los países en consecuencia el horizonte de agotamiento de las mismas es variable en caso de que las actividades de exploración no incorporen nuevos descubrimientos: amplio para Venezuela y Bolivia, restringido en la actualidad en el caso de Argentina, pero no así en el de Brasil y de Perú.

Los proyectos de integración regional han hecho hincapié en las reservas disponibles en Venezuela, sin embargo, se han señalado varias restricciones al potencial destino del gas venezolano en los países sudamericanos. Dos de ellas de orden técnico, dada la falta de una adecuada certificación de las reservas y el carácter predominante de gas asociado al petróleo de las reservas (González Cruz, 2007); otra, debido a la necesidad de abastecer la demanda interna antes de exportar, de acuerdo con la legislación vigente; la última, debida a la alta dependencia de las exportaciones venezolanas de hidrocarburos a EEUU y a la dificultad de acceso a los mercados de los países de América del Sur (Ross, 2007).

El territorio de Bolivia contiene las reservas más importantes del extremo sur del continente y se ha constituido en un exportador clave para los países de esta sub-región, no sólo para Brasil y Argentina sino también para Uruguay, y en el futuro para Paraguay y seguramente Chile si la integración energética avanza por un sendero favorable.

En Argentina los niveles de reservas se estancaron y comenzaron a declinar a partir del año 2000, mientras que el consumo creció rápidamente en los años posteriores a la crisis del modelo económico de 2001-2002. Consecuentemente el horizonte de reservas cayó de 19 años en 2000 a cerca de 9 en 2006, al no haber registrado incorporaciones de reservas suficientes debido, entre otros factores, a la reducida actividad de exploración realizada en el contexto de la devaluación, al alejamiento de los precios internos respecto de los niveles internacionales y a las expectativas de las empresas de obtener mayores rentas.

Los campos de Camisea en Perú aumentaron significativamente las reservas de GN del país desde mediados de los años noventa, a tal punto que superaban a las de Brasil en 2006. Mientras que este país es un importador de GN, Perú ha iniciado un proceso intenso de construcción de la infraestructura destinada a su exportación.

En Brasil el desarrollo de los campos costa afuera en las proximidades de São Paulo facilitará el abastecimiento desde fuentes locales. Por esta vía mitigará las necesidades de importación de Bolivia a través de los gasoductos existentes, próximos a la saturación, y de los proyectados para el futuro. Estos campos dan a Brasil mayor seguridad y autonomía en el abastecimiento energético y reducen los costos de transporte así como las inversiones en gasoductos.

Uruguay, Paraguay y Chile hasta el presente no dan cuenta de reservas de gas de importancia.

La integración de mercados a partir del gas natural por gasoductos y redes exige un análisis preciso de las estructuras de consumo, del grado de penetración de otras fuentes, de los usos posibles del GN en las áreas adonde se destinaría, de la situación económica de la población, de las obras de transporte y compresión a realizar, de los tendidos de redes urbanas, de las etapas de ampliación del mercado y del financiamiento. Es decir, requiere de un análisis estructural y prospectivo de los mercados a integrar (Kozulj, 2004). Junto con ello se deberán verificar y certificar las reservas que abastecerán la demanda durante un período determinado (20 años o más).

Principales interconexiones e intercambios entre países, situación actual y perspectivas.

El intercambio de GN entre países sudamericanos tuvo un desarrollo dispar en la región, concentrándose fundamentalmente alrededor de las disponibilidades de Bolivia y Argentina (después de los descubrimientos de Loma de la Lata en los años setenta) y de Venezuela en menor medida. Este intercambio se hizo a través de los gasoductos regionales construidos con ese propósito, destacando las vinculaciones de Argentina con Chile a lo largo de toda la frontera, de Bolivia con Brasil y Argentina, y de Argentina con Uruguay. Es decir que las vinculaciones se establecieron fundamentalmente entre los países del MERCOSUR ampliado a Bolivia y Chile (cuadro 3).

La capacidad conjunta de transporte de los gasoductos en operación es del orden de 95 MMm³/D. A título de referencia se señala que, bajo un supuesto de uso de esa capacidad al 50% y con un precio de 5 US\$/MMBTU, se estaría en presencia de transacciones por 3 mil millones de dólares anuales excluidos los costos de transporte, lo que evidencia su magnitud de las mismas.

A pesar de la dimensión de las reservas venezolanas y la vecindad con Brasil, no se concretaron vinculaciones para el abastecimiento de GN a Brasil, entre otros factores por los envíos a Brasil desde Bolivia, la distancia entre yacimientos y centros de consumo y el tamaño de los mercados del norte y el noreste de Brasil.

El panorama energético internacional donde prevalece la visión del fin de la era de los hidrocarburos –en un contexto de altos precios que se mantendrá en el futuro según la percepción generalizada, el proceso de globalización económica y de las comunicaciones, la emergencia de bloques regionales de países con acuerdos de intercambio/integración de distintos grados (América del Norte, América Central, Unión Europea), el relanzamiento y los cambios en las organizaciones sub-regionales (MERCOSUR y CAN), y sin duda la intervención decidida de Venezuela– dieron al tema de la integración ener-

Cuadro 3
Gasoductos regionales

Ref.	Países	Ubicación	Diámetro	Capacidad (MMm3/D)	Situación
1	Ar-Cl	SanSebastián (Ar)-Pta. Arenas (Cl) (Bandurria)	14"/10"	4-2	En Operación
2	Ar-Cl	Batería de Recepción 7 -T. del Fuego	6"	1,5	En Operación
3	Ar-Cl	Pta. Dungeness (Ar)-C. Negro (Cl) (Dungeness)	8"	2	En Operación
4	Ar-Cl	El Cóndor (Ar) - Posesión (Cl)	12"	2	En Operación
5	Ar-Cl	L. La Lata (Ar)-Concepción (Cl) (Gas Pacífico)	24"/20"	3,5	En Operación
6	Ar-Cl	La Mora (Ar)-Santiago (Cl) (Gasandes)	24"	10	En Operación
7	Ar-Cl	Cnel. Cornejo (Ar)-Mejillones (Cl) (Gasatacama)	20"	9	En Operación
8	Ar-Cl	Gasod. Norte (Ar)-Tocopilla(Cl) (Norandino)	20"	8,5	En Operación
9	Ar-Bo	Ramos (Ar)-Bermejo (Bo)	13"	1,5	En Operación
10	Ar-Bo	Campo Durán (Ar)-Madrejones (Bo)	24"	7	n/Opera
11	Bo-Py	Vuelta Grande (Bo)-Asunción (Py)	-	-	En Estudio
12	Ar-Py	Cnel. Cornejo (Ar)-C. del Este (Py)	-	-	En Estudio
13	Ar-Br	Cnel. Cornejo (Ar)-S. Paulo(Br)	-	-	En Proyecto
14	Ar-Br	Aldea Brasileira (Ar)-Uruguayana (Br)	24"	10	En Operación
		Ampliación Uruguayana (Br)-Porto Alegre (Br)			En Estudio
15	Ar-Uy	Gto. Entrerriano (Ar)-Paysandú (Uy) (Del Litoral)	10"	1	En Operación
16	Ar-Uy	Gto. Entrerriano (Ar)-Casa Blanca (Uy)	16"	5-2	n/Opera
17	Ar-Uy	Bs. Aires (Ar)-Montevideo (Uy) (Cruz del Sur)	24"	6	En Operación
18	Uy-Br	Colonia (Uy)-Porto Alegre (Br)	-	-	En Proyecto
19	Bo-Br	Río Grande (Bo)-S. Paulo (Br)	32"	30	En Operación
20	Bo-Br	San Miguel (Bo)-Cuiabá (Br)	18"	2,8	En Operación
21	Co-Ve	Est. Ballena (Co)-Maracaibo (Ve)	18"	4,2	En Proyecto

Fuente: CIER: www.cier.org.uy.

gética una dimensión que hasta entonces no había tenido y colocaron el Gas Natural como factor potenciador del proceso.

En ese contexto y en el marco de vastos recursos de GN en América del Sur surgieron una serie de propuestas de interconexión, algunas de las cuales están en proyecto y otras en una fase anterior de estudio. Este proceso es relativamente reciente y se acentuó desde 2004-2005, razón por la cual no hay claridad en el grado de avance de los mismos. Entre ellos cabe mencionar:

- El gasoducto del Sur que, partiendo de Venezuela, atravesaría Brasil por Manaus y la Amazonía, llegaría a Bolivia y abastecería Argentina y también Paraguay. Este megaproyecto tendría un recorrido de 8 mil a 9 mil kilómetros, según la traza, demandaría obras por 20 mil millones a 25 mil millones de dólares y un tiempo de ejecución de 5 a 7 años. Los países involucrados deberían hacerse cargo del tendido de la red interna necesaria para la distribución y efectivo consumo del gas provisto, en particular Brasil.
- La vinculación Venezuela-Colombia, que hará llegar el suministro a la región NE de Colombia (Ciudad de Ballena, sobre el Caribe) desde Maracaibo, con derivaciones a otras localidades al sur de Ballena.
- El refuerzo (eventual duplicación) de la vinculación de Bolivia con Brasil, abasteciendo São Paulo y Porto Alegre, así como el abastecimiento de Brasil y de Paraguay a través de gasoductos desde Argentina.
- En Argentina, es fundamental la construcción del Gasoducto NEA, que habilitará una mayor compra a Bolivia, el suministro a las principales ciudades del noreste y parte del centro del país, en un recorrido de 1.500 km y una inversión próxima a los mil millones de dólares. El proyecto está en vías de ejecución, habiéndose llamado a licitación pública internacional para tal fin. A pedido de los gobiernos de Brasil, Argentina, Bolivia, Paraguay, Uruguay y Perú, el Banco Mundial ha realizado un estudio para analizar la factibilidad de las interconexiones en las que incluye el GNEA (1.500 km), Humay-Tocopila (1.356 km) y Uruguayana-Porto Alegre (615 km), con resultados que avalarían la realización de las obras (Mayorga Alba, 2006).
- La situación creada por la reducción drástica de las reservas argentinas, la prioridad dada al abastecimiento interno conforme a la legislación de este país, el incremento de los precios de las importaciones del gas boliviano, la repercusión de los mismos sobre los suministros a Chile han llevado a concebir el futuro abastecimiento del norte chileno desde Perú. Este proyecto implicaría el tendido de un gasoducto desde la región de Pisco hasta Tocopilla (Chile), además de la alternativa de regasificación de gas natural licuado en el norte de Chile a partir del líquido llegado desde el otro extremo del Pacífico.

- En función del tendido anterior, también sería posible la inyección de gas en el norte de Argentina desde el vínculo Perú-Chile. Se han manejado varias alternativas de interconexión analizando las posibilidades de concretarla al mínimo costo.
- En el norte peruano la exploración costa afuera dio como resultado el descubrimiento de reservas de GN que llevaron a proyectar el abastecimiento a Ecuador. Las reservas de los yacimientos de Corvina abren la posibilidad de transportar gas natural hasta Guayaquil y Quito (Zoeger, 2006). Así mismo, el gas de los bloques costa afuera al sur de Corvinas hacen posible colocarlo en la localidad de Arenillas (Ecuador), en una central de capacidad inicial de 150 MW que podría ampliarse a 600 MW, según las estimaciones realizadas y con tendidos cortos de gasoductos en mar y tierra.
- Colombia, Venezuela y Panamá firmaron un Memorando de Entendimiento en 2006 para desarrollar un proyecto de suministro de GN a Panamá a partir de la prolongación del gasoducto entre Colombia y Venezuela. El proyecto se llevará a cabo en dos fases: en la primera, a partir de 2009, el GN se transportará por vía marítima y en la segunda, cinco años después, por medio de un gasoducto. Los volúmenes a transportar son del orden de 30MPCD durante diez años (MME, 2006).

Aspectos relevantes de algunas experiencias.

El suministro de GN a Chile desde Argentina en los años noventa, se concretó fundamentalmente a través de los gasoductos que llegan a la Regiones Centro y Norte de Chile, sobre la base de contratos de abastecimiento de largo plazo. La crisis Argentina de 2001-2002, la caída de las reservas, las restricciones de transporte para llevar el GN a las zonas de mayor consumo e incrementar las compras a Bolivia decidieron al gobierno a limitar las exportaciones de GN a Chile desde mediados de 2004.

Se debe tener en cuenta que el uso del GN en Argentina es fundamental en la generación eléctrica, la industria y el consumo residencial, con una amplia difusión desde los años sesenta, y cuyo uso en el caso de Chile se destinaría crecientemente a los mismos sectores.

Esta situación afectó los envíos a Chile y dio lugar a una controversia entre los gobiernos de ambos países. Argentina basó su decisión en la necesidad de cubrir su creciente demanda interna antes de autorizar los envíos al exterior, decisión fundada en la legislación y la normativa vigente y que era de conocimiento de los importadores. A su vez, Chile reclamó por el incumplimiento de los contratos y acuerdos celebrados, y los perjuicios causados sobre las inversiones realizadas, en curso y previstas, asentadas en la disponibilidad del GN argentino. Las diferencias se acentuaron cuando los precios de compra de Argentina a Bolivia aumentaron y se incrementaron los precios de exportación de gas a Chile.

Estos cambios tuvieron lugar en el contexto de la transformación de fondo que instauró el actual gobierno de Bolivia en su industria petrolera con respecto a la apropiación de la renta originada en los hidrocarburos y la propiedad sobre los recursos. Esto planteó un conflicto serio con Brasil por los aumentos en su factura gasífera y por los riesgos que podrían sufrir las inversiones realizadas por la industria petrolera brasileña en Bolivia.

Los inconvenientes para lograr acuerdos de abastecimiento entre países vecinos se extienden al vínculo entre Bolivia y Chile, sobre el cual incide la relación de ambos países con Perú. Las negociaciones entre los dos primeros para cerrar un acuerdo han estado fuertemente condicionadas por la solución al reclamo de Bolivia por encontrar una salida al Océano Pacífico, tema no resuelto hasta el presente.

Los acontecimientos mencionados revelan aspectos clave de los condicionantes a los que se enfrenta un proyecto de integración regional/sub-regional a partir de relaciones bilaterales y de hechos que trascienden la relación misma. En su surgimiento y evolución ponen de manifiesto algunos de los temas que por su significación y repercusiones no pueden ser soslayados, entre ellos:

- La importancia de las decisiones de política interna de un país en el ámbito económico, en el energético, no sólo gasífero o petrolero, y que repercuten sobre las relaciones globales con países vecinos.
- La incidencia de la concepción que en cada país prevalezca y que sustente las decisiones de largo plazo sobre el dominio, la explotación, preservación, y la naturaleza del consumo de los recursos energéticos. Consecuentemente, las relaciones de precios y las políticas impositivas que se establezcan en el mercado interno y los intercambios con el exterior; como el caso de las retenciones a las exportaciones. Concebir el petróleo y sus derivados o el gas natural como productos estratégicos para un país o como un bien transable internacionalmente (commodity), puede dar lugar a decisiones de naturaleza no necesariamente convergentes.
- La toma de decisiones gubernamentales que involucran definiciones de estrategias de Estado que comprometen al país más allá de los plazos de los mandatos y que luego son cuestionadas y cambiadas por administraciones posteriores.
- La calidad y sustentabilidad de los acuerdos entre agentes que operan en los países, que son refrendadas en los hechos por los gobiernos. En relación con el GN, existe un elemento fundamental que es la disponibilidad de reservas probadas certificadas que garanticen el cumplimiento de las entregas acordadas. A ello se agrega el establecimiento de procedimientos de fijación precios que otorguen un grado mínimo de previsibilidad a su evolución y que tengan en cuenta criterios para encontrar respuestas consensuadas a imprevistos y emergencias, y, por último, la instauración de ámbitos y mecanismos para la solución de conflictos.

Las repercusiones de las restricciones de los envíos argentinos y la imposibilidad de lograr un acuerdo con Bolivia, llevaron a Chile a modificar su estrategia energética y a buscar nuevas fuentes de energía que suplantaran con celeridad los aportes de gas natural, incorporándose la compra de gas natural licuado (GNL) cuenca del Pacífico y la necesaria instalación de plantas de regasificación en puntos clave de su litoral marítimo.

El GNL y el GTL como alternativas en el contexto internacional.

GNL

Si bien en Europa y EEUU existe una extensa y densa red de gasoductos que permiten el uso del GN en zonas alejadas de los centros de producción, a nivel internacional se viene desarrollando una rápida expansión del transporte en buques metaneros al mismo tiempo que la indispensable instalación de plantas de licuefacción y regasificación del GN. Este proceso contribuirá a la creciente “comoditización” del GN en el mercado internacional, en el contexto actual y futuro de altos precios internacionales de los hidrocarburos (Kozulj, 2006).

La necesidad de cubrir la demanda interna de combustibles en algunos países y los proyectos de exportación en otros ha llevado a la concepción, el diseño y la construcción de plantas de tratamiento del GN en países de América Latina. Los proyectos se encuentran en distintos estados de desarrollo: de licuefacción en Trinidad y Tobago y México, y de regasificación en República Dominicana.

En Perú se decidió la exportación de parte del gas de Camisea a partir de una planta de licuefacción que se radicará sobre la costa entre las ciudades de Pisco y Lima. Una porción menor de las reservas se destinará al consumo interno y otra a la exportación al norte chileno, en caso de concretarse el gasoducto correspondiente. La planta será alimentada por un gasoducto que cruza la cordillera de los Andes a gran altura y desciende sobre la costa.

El proyecto contempla procesar 4,2 TCF en 20 años, los que serán colocados en otros países de América Latina u otra región, siendo el mercado americano uno de los destinos más probables ya que presenta ventajas de distancia respecto del abastecimiento que pudiera provenir de los productores asiáticos (Del Solar, 2006). Este emprendimiento se viene desarrollando con el beneplácito de las empresas participantes y del sector gasífero a nivel internacional. En general, se pone énfasis en las buenas condiciones del marco legal y las normativas, la libre disponibilidad de la producción y de las exportaciones así como la razonabilidad de las regalías sobre la producción (de 5% a 20%), todos ellos factores que coadyuvan al logro de las expectativas de los inversores.

Chile decidió la construcción de una planta de regasificación en Bahía Quintero, que contribuirá a cubrir la demanda de gas natural en la principal región abastecida desde Argentina (Del Río, 2006). Las instalaciones comenzarán a operar en el año 2009, y se establecería, así mismo, una planta regasificadora adicional en el norte del país (Ortiz Sotelo, 2006).

Por último, Venezuela y Brasil agregarían una planta de licuefacción cada uno, cuyas producciones serían destinadas a la exportación a otros países sudamericanos o al mercado internacional.

GTL (Gas To Liquid)

La tecnología de conversión del GN en líquido combustible (GTL) ha abierto a las áreas de consumo nuevas posibilidades para su aprovechamiento y transporte. Bolivia tiene avanzado el proyecto de construcción de varias unidades que permitirán tratar el GN y producir combustible en cantidades crecientes. Se prevé la construcción en tres etapas de plantas de 2,5 MBP/D, 10 MBP/D y 100 MBP/D. El proyecto aspira a reducir progresivamente la importación de diesel, alcanzar la autosuficiencia y, en última etapa, a la exportación del diesel producido. Además de los beneficios que tiene para el país, la difusión de esta tecnología permite la distribución de este derivado del GN por medios convencionales.

No puede afirmarse hoy que este tipo de proyecto juegue decididamente en la modificación de las transacciones energéticas entre países sudamericanos, sin embargo, sí puede contribuir a ampliar el espectro de tecnologías de aplicación en el campo energético, en la búsqueda de alternativas, a mejorar los desarrollos técnicos y, en tanto combustible, a jugar un rol frente a la importancia que se otorga a los biocombustibles.

La integración energética en América Central y el GN

Las propuestas de integración energética de los siete países de América Central no comenzaron por el petróleo y sus derivados ni por el gas natural, sino por el ámbito de la electricidad. Después de los cambios en la organización, propiedad y administración de los sistemas eléctricos de los años ochenta y noventa, se planteó el proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales y de integración de sus mercados. Esta iniciativa se hizo bajo el mismo marco conceptual que impulsó las reformas en la mayoría de los países centroamericanos.

Los avances conseguidos en la puesta en marcha del Sistema de Interconexión de América Central (SIEPAC) y la decisión de México de no quedar fuera del proyecto, favorecieron, en el año 2005, la constitución del Programa de Integración Energética Mesoamericano (PIEM) que contó con la participación decidida de Colombia y también de Venezuela.

En este marco de integración se ha planteado la posibilidad de construir un gasoducto centroamericano cuyos extremos quedarían vinculados con Colombia y México a través de sendos gasoductos. Uno de ellos uniría el sur de México con Honduras y el otro Colombia con Panamá. El tendido seguiría una traza cercana a la de la línea de interconexión eléctrica, pasando por las capitales de cada país con una extensión que superaría los 1.810 km. Esta obra debería abastecer en una primera etapa la producción industrial y la generación térmica de electricidad, y los usos residenciales en la medida en que se extiendan las redes de distribución. El tamaño de los mercados a desarrollar, el poder adquisitivo de los habitantes de la región y las inversiones asociadas a las redes son factores importantes en la viabilidad de este proyecto. La disponibilidad de reservas de gas natural suficientes es sin duda una condición necesaria.

La idea de un arco de distribución de GN entre los países del CARICOM es otra de las propuestas que se han esbozado para extender la integración energética al Caribe, pero no parece de fácil instrumentación en el corto plazo.

En esta misma perspectiva existe el antecedente de cooperación energética, petrolera, de Venezuela y México con los países de menor desarrollo de la región, a través del Acuerdo de San José, a partir del cual ambos países asumieron el compromiso de abastecerlos con cuotas de combustibles en condiciones preferenciales de pago que contribuyeron a aliviar la situación de los beneficiarios en períodos determinados y en ocasiones a sortear situaciones críticas planteadas por la debilidad de sus economías o cuestiones políticas.

Desde 2005 Venezuela impulsó la constitución de PetroAmérica como una iniciativa para la integración energética extendida a los países del Caribe, Belice y América del Sur. Los principios de la iniciativa son de interés indiscutible para una propuesta de integración al plantear la redefinición de las relaciones entre los países con base en sus recursos y potencialidades, la complementariedad económica, social y cultural para disminuir las asimetrías de la región, reducir los impactos de los costos de la energía, y el fortalecimiento de las iniciativas regionales MERCOSUR, CAN, ALBA y, en su momento, la Comunidad Suramericana de Naciones.

En este marco se creó PetroCaribe, con el acuerdo de 14 países del Caribe, como una iniciativa de cooperación energética por la cual Venezuela les suministra hidrocarburos en condiciones preferenciales de pago, estando dispuesta a aceptar, a cambio, servicios y productos. La puesta en marcha de la iniciativa significó la firma de compromisos para el envío de cerca de 100 MBD de hidrocarburos a los países signatarios.

Hacia el sur, la iniciativa aspira a la integración de los países de la CAN (PetroAndina) y los del MERCOSUR (PetroSur). Estas dos últimas son sin duda iniciativas cuya implantación presenta toda la complejidad de la integración energética sub-regional y cuya concreción se extendería, de prosperar, al mediano y largo plazos.

Mapa 2
Obras hidroeléctricas binacionales: ubicación geográfica
y principales interconexiones



Fuente: CIER: www.cier.org.uy

Electricidad

Las interconexiones y las obras comunes

La interconexión eléctrica entre países ha sido una de las formas más tempranas de intercambio energético por redes y se concretó principalmente a través de vinculaciones fronterizas de dos tipos. Una de ellas fue la de suministro de electricidad entre localidades a un lado y otro de algunas fronteras binacionales. La otra, de mayor envergadura, a través de la construcción conjunta de obras de generación en cursos de aguas compartidos por los países.

Sobre la cuenca del Río de la Plata, sobre los ríos Paraná y Uruguay, se concretaron aprovechamientos importantes por sus capacidades instaladas y que tuvieron un largo período de gestación: Salto Grande, Yacyretá e Itaipú. Todas ellas entre países que hoy forman parte del MERCOSUR (mapa 2, cuadro 4).

Cuadro 4
Centrales hidroeléctricas binacionales

Ref.	Países	Denominación	Río	Capacidad Instalada MW	Observaciones
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	12.600	En operación
				(+1.400)	Ampl. 2 máqs.
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890	En operación
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	2.100	En operación cota 76
				(+1.100)	Ampl.. cota 83
D	Ar - Br	Garabí	Uruguay	1.500	En estudio
E	Ar - Py	Corpus	Paraná	3.400	En estudio
	Total	2005		16.590	
			Capacidad total prevista	23.990	

Fuente: CIER: www.cier.org.uy.

Las tres obras tuvieron importancia para el abastecimiento eléctrico de los países, en particular sobre Argentina y Brasil, ya que Paraguay utiliza una porción menor de la energía generada. El tejido de redes que se construyó a partir de estas obras ha facilitado el suministro continuo a cada país y ha sido clave en ocasiones en que alguno de ellos ha sufrido restricciones en la cobertura de su consumo eléctrico por fallas en sus sistemas o por déficit de oferta más estructurales.

En el vínculo Argentina-Uruguay a través de Salto Grande y sus interconexiones ha existido un intercambio en los dos sentidos en función de los caudales del río Uruguay, complementándose las necesidades de ambos sistemas (CAMMESA, 2006).

Este intercambio contribuyó a paliar las restricciones que por momentos debió afrontar Argentina por limitaciones en su generación, a la vez que Uruguay recibió, en determinados años, un aporte del sistema hidrotérmico argentino que le permitió asegurar la cobertura de su demanda.

En igual sentido jugó el suministro de Paraguay y Brasil en 2007. La interconexión con Brasil, línea de 2.100 MW, Rincón de Santa María (Argentina)-Itá (Brasil), ha sido fundamental al proporcionar la potencia faltante por insuficiencia de la reserva de generación en el sistema argentino. Por esta vía se puso a disposición del mercado eléctrico mayorista (MEM) 1.200 MW indispensables para abastecer una demanda cercana a 18.000 MW. Desde los primeros estudios de esta interconexión se contempló llevar las posibilidades de intercambio a 4.000 MW/5.000 MW.

A su vez, la mayor parte de la generación de Yacretá se vuelca en el sistema argentino, dado que la disponibilidad eléctrica de Paraguay excede ampliamente su consumo, habiendo suministrado potencia adicional en la coyuntura que enfrentó Argentina.

De no haber estado disponible la potencia requerida a Brasil y Paraguay, en Argentina se hubieran introducido cortes a los usuarios con consecuencias que hubieran sobrepasado la merma de la producción industrial y se hubieran extendido a otros ámbitos. Los intercambios entre los cuatro países tienen lugar con coordinación de los despachos locales pero sin que exista una integración de los mercados con despacho único ni adecuación de las normas regulatorias. La solución de emergencia no es de bajo costo para Argentina pero, en este caso, la falta de energía habría resultado en un costo económico y político mayor.

Las restricciones en el abastecimiento de GN y de la capacidad de producción eléctrica determinaron, a su vez, el uso creciente de gasoil para la generación térmica, combustible básico para el transporte, debiendo recurrirse a su importación en momentos críticos. En repetidas oportunidades Venezuela envió el gasoil que faltaba en Argentina para hacer frente a la coyuntura. Estas transacciones de emergencia han sido posibles por las características de la comunicación existente entre ambos gobiernos, más allá de la mayor o menor afinidad que se manifieste en torno a las relaciones que cada uno de ellos mantiene con terceros países de América Latina, EEUU, y de aquellos que tienen intereses encontrados con este último.

Estos hechos ponen en evidencia que el intercambio y la cooperación son espacios posibles en el camino de la complementación y de la integración energética; también indican que la energía es uno de los ámbitos que contribuyen a esos procesos. Muestran, además, que el tratamiento aislado de las distintas formas de energía no es suficiente para articular propuestas, proyectos, intercambios y cooperación, sino que se requiere un abordaje sistémico de los temas vinculados con la energía, que incluya y sobrepase los ámbitos técnico y económico-financiero.

Los proyectos binacionales aportarán mayores capacidades a partir de la ampliación de Itaipú, la elevación de la cota de Yacyretá, y los emprendimientos de Corpus y Garabí (Argentina-Paraguay y Argentina-Brasil) que incorporarán en conjunto 7.400 MW adicionales.

En el cono sur, existen, además, vínculos mayores entre Argentina y Chile, en el norte de ambos países, con flujos dirigidos a proveer de energía y potencia al Sistema Integrado del Norte Grande (SING) de este último país, a partir de generación térmica radicada en Salta (600 MW, Argentina) (cuadro 5). Este vínculo no opera formando parte del MEM argentino pero su incorporación al mismo contribuiría a ampliar la limitada reserva actual. Esto es posible ya que por limitaciones del sistema chileno la central sólo ocupa una parte de su capacidad.

Los vínculos “menores” por su reducida potencia son relevantes en términos de las comunidades locales y han permitido solucionar inconvenientes técnicos en los extremos de los sistemas de transporte (tal el caso de la vinculación entre Argentina y Paraguay en el norte de Formosa).

Este tipo de conexión menor se ha dado también entre Colombia y Venezuela, y entre Colombia y Ecuador (cuadro 6). Colombia cuenta también con dos vínculos importantes de 150 MW cada uno con Venezuela, y uno de 260 MW con Ecuador, estando en construcción la ampliación de este último (Florez Piedrahita, 2006).

En los países de la CAN hay un proceso de interconexión, de intercambio e integración progresivo desarrollado en el marco de los Decretos 536 y 557 de la CAN, refrendados por los países miembros, que define las bases para la interconexión de los sistemas eléctricos de la sub-región.

En orden a la complementación de los sistemas eléctricos la relación más avanzada es la de Colombia con Ecuador, donde se ha dado una convergencia de criterios para definir las normas que regulan la vinculación desde el punto de vista técnico y económico, de modo de establecer bases que facilitarán, a más largo plazo, la integración de los sistemas y mercados. En la actualidad los flujos se dirigen mayoritariamente hacia Ecuador, con transacciones aproximadas por 160 millones de dólares anuales.

Este proceso en curso comenzó por las transacciones de oportunidad. Una vez consolidadas éstas se contempla avanzar hacia las transacciones firmes. La integración de los sistemas permitirá que el abastecimiento se haga al menor costo de acuerdo con las disponibilidades de cada sistema, pero sobre todo contando con las ventajas del parque hidroeléctrico colombiano.

La interconexión Ecuador-Perú (100 MW), ya construida pero no operativa aún, es un eslabón adicional para la cadena de interconexiones. El proyecto de explotación costa afuera del gas de Corvina contempla la instalación de una central de 160 MW en Caleta Cruz y de otra central de 160 MW en Arenilla (Ecuador) a unos 60 km de la

Cuadro 5
Interconexiones mayores en América del Sur

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia (MW)	Observaciones
1	Co-Ve	Cuestecita (Co)–Cuatricentenario (Ve)	230	150	Operativa 60 Hz
2	Co-Ve	Tibú (Co)–La Fría (Ve)	115	36-80	Operativa 60 Hz
3	Co-Ve	San Mateo (Co)–El Corozo (Ve)	230	150	Operativa 60 Hz
4	Co-Pa	Colombia–Panamá	230	300	En Estudio
5	Co-Ec	Pasto (Co)–Quito (Ec)	230	250-260	Operativa 60 Hz
6	Co-Ec	Jamondino (Co) - Santa Rosa(Ec)	230	250	En construcc. 60 Hz
7	Co-Ec	Ipiales (Co)–Tulcán/Ibarra (Ec)	138	35-113	Operativa 60 Hz
8	Ec-Pe	Machala (Ec)–Zorritos (Pe)	230	80-100	Operativa 60 Hz
9	Br-Ve	Boa Vista (Br)–El Gurí (Ve)	230/400	200	Operativa 60 Hz
10	Bo-Pe	La Paz (Bo)–Puno (Pe)	230/220	150	En Estudio 50/60 Hz
11	Br-Py	Salidas de Central Itaipú	500/220	12.650	Operativa 60/50 Hz
12	Br-Py	Foz de Iguazú (Br)–Acaray (Py)	138	50-60	Operativa 60/50 Hz
13	Ar-Py	El Dorado (Ar)–Mcal. A. López (Py)	132	30	Operativa 50 Hz
14	Ar-Py	Clorinda (Ar)–Guarambaré (Py)	132/220	80	Operativa 50 Hz
15	Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500/220	800/130	Operativa 50 Hz
16	Ar-Br	Rincón S.M. (Ar)–Garabí (Br)	500	2.000– 2.200	Operativa 50/60 Hz
17	Ar-Br	P. de los Libres (Ar)–Uruguayana (Br)	132/230	50	Operativa 50/60 Hz
18	Ar-Uy	Salto Grande (Ar)–Salto Grande (Uy)	500	945	Operativa 50 Hz
19	Ar-Uy	Concepción (Ar)–Paysandú (Uy)	132/150	100	Emerg. 50 Hz
20	Ar-Uy	Colonia Elia (Ar)–San Javier (Uy)	500	1.000	Operativa 50 Hz
21	Br-Uy	Livramento (Br -Rivera (Uy)	230/150	70	Operativa 50/60 Hz
22	Br-Uy	Pte. Médici (Br)-San Carlos (Uy)	500	500	En Proyecto 50/60 Hz
23	Ar-Cl	C.T.TermoAndes (Ar)–Sub.Andes (Cl)	345	643	Operativa 50 Hz
24	Ar-Cl	C.H. Alicurá (Ar)–Valdivia (Cl)	220	250	Proyecto 50 Hz
Total Mínimo estimado				19.449	Operativas
				1.200	Est./Proy.

Cuadro 6
Interconexiones menores en América del Sur

Países	Ubicación	Tensión kV	Observaciones
Ar-Bo	La Quiaca (Ar)–Villazón (Bo)	13,2	Existente
Ar-Bo	Pocitos (Ar)–Yacuiba (Bo)	33	Existente
Ar-Cl	Río Turbio (Ar)–Puerto Natales (Cl)	33	Existente
Ar-Py	Posadas (Ar)–Encarnación (Py)	33	Operativa, 10 MW
Ar-Uy	Concordia (Ar)–Salto (Uy)	30	Existente
Bo-Br	Puerto Suárez (Bo)–Corumbá (Br)	13,8	Operativa
Bo-Br	San Matías (Bo)–Corixa (Br)	34,5	Operativa
Bo-Pe	Desaguadero (Bo)–Zepita (Pe)	24,9	Operativa
Bo-Pe	Casani (Bo)–Yunguyo (Pe)	24,9	Operativa
Br-Co	Tabatinga (Br)–Leticia (Co)	13,8	Existente
Br-Py	Ponta Pora (Br)–Pedro J. Caballero (Py)	22	Operativa
Co-Ve	Arauca (Co)–Guasdalito (Ve)	34,5	Operativa, 6 MW
Co-Ve	Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve)	34,5	En proyecto, 7,5MW

anterior, con lo que se incrementan las posibilidades de intercambio de electricidad en esa zona fronteriza de ambos países (Zoeger, 2006).

Técnicamente son conocidas las ventajas de la integración de sistemas eléctricos permitiendo obtener abastecimiento con mayor flexibilidad, seguridad, confiabilidad, calidad de servicio, y reservas razonables para intervenir en picos de la demanda o fallas del sistema. De tratarse de sistemas hidrotérmicos y con cuencas de distintas características hidrológicas, la complementación de la generación de las mismas da seguridad a los sistemas y demanda menores inversiones. Ese es el caso de los regímenes de las cuencas del Guri en Venezuela y de Belo Monte y Tucuruí en Brasil, cuyos máximos y mínimos hidrológicos son complementarios, asegurando una mayor disponibilidad media de agua aprovechable para generación en el año (Pereira Zimmermann, 2006). La interconexión de ambos sistemas está en estudio. Al presente Brasil y Venezuela cuentan con la interconexión Boa Vista-Santa Elena de 200 MW.

El aprovechamiento del río Madeira en Brasil, próximo a Bolivia, permitirá disponer de cerca de 6.450 MW hidroeléctricos adicionales en 2011-2012, con interconexión entre ambos países, mediando una inversión de 7.400 millones de dólares. Concluidos favorablemente los estudios de impacto ambiental, se ha generado una discusión sobre estos resultados y las consecuencias de las obras sobre el medio ambiente.

En la actualidad, Brasil evalúa la realización de interconexiones con Colombia y Perú. Adicionalmente, en la frontera sur, analiza la construcción de una vinculación de 500 MW a la localidad de San Carlos, Uruguay.

Los análisis de las ventajas de la integración de los sistemas eléctricos sudamericanos no son recientes. CIER desarrolló un estudio integral en el año 2000, en el que hizo una estimación de los ahorros que se obtendrían como resultado de la integración eléctrica entre países de América del Sur.

Con la realización de inversiones en interconexiones por 1.250 millones de dólares sería posible ahorrar cerca de US\$1.100 millones al año por la optimización de los sistemas y una transacción de energía de 60 TWh en 2012. Se estimó que las economías anuales estarían definidas de la manera siguiente: Brasil-Argentina: US\$692 millones/año (4.000 MW); Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela: US\$311 millones/año (1.800 MW); Brasil-Uruguay: US\$63 millones/año (500 MW); Chile-Perú: US\$61 millones/año (200 MW).

La integración de mercados con despachos de carga unificados requiere articulaciones técnicas importantes para la gestión de los sistemas y la solución de las limitaciones técnicas que pueden surgir en sistemas interconectados, además de normas y asignación de responsabilidades claras para los agentes de generación, transporte y distribución, así como la organización de los centros de despacho y administración. Son procesos realizables que requieren de estudios pormenorizados, inversiones significativas, el consenso normativo y regulatorio de los participantes y, por ende, tiempos de maduración significativos. La planificación de la evolución de los sistemas es una de las características de las actividades inherentes a los sistemas eléctricos.

En América Latina existe capacidad de diseño y ejecución suficiente como para llevar adelante la interconexión física, el desarrollo y la aplicación de la normativa y la construcción de obras de generación, pero se sigue siendo tributario de otros países en cuanto a la construcción de centrales de potencia importante, sistemas de control e insumos de los sistemas de transporte y transformación, ámbitos donde compiten las empresas de mayor desarrollo internacional.

La integración eléctrica Centroamericana

El SIEPAC es uno de los proyectos de integración eléctrica más avanzados en América Latina. En la actualidad está en fase de concreción, habiendo requerido un proceso de maduración importante para conseguir el consenso de los países durante las distintas etapas que ha atravesado su evolución.

El objeto del SIEPAC es la conformación de un mercado regional eléctrico, asentado en los sistemas eléctricos nacionales, que permita su vinculación a través de una línea de interconexión, la conformación de un mercado regional con normas que regu-

len la intervención de los agentes de cada país, en la perspectiva de crear las mejores condiciones de suministro eléctrico desde el punto de vista técnico como económico.

Sobre la base del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, firmado por los presidentes de los seis países de América Central, el proyecto comprende fundamentalmente:

- establecimiento del marco institucional y regulatorio regional;
- creación del Mercado Eléctrico Regional (superpuesto a los mercados nacionales);
- construcción de cerca de 1.830 km de líneas de 230 kV, las conexiones a las estaciones transformadoras de cada país y una inversión del orden de 320 millones de dólares. El BID participa en el financiamiento de las obras, y los primeros tramos de línea estarán operativos en 2008.

Con esta finalidad se han constituido un Ente Regulador, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), un Ente Operador de la Red (EOR) encargado del despacho en el mercado regional, y una Empresa Propietaria de la Red (EPR) concesionaria de la línea SIEPAC, encargada de su construcción, operación y mantenimiento en la que participan ocho socios/empresas, a los que se agregará México.

México no ha querido permanecer ajeno al proyecto de integración en el campo eléctrico, impulsando la interconexión con Guatemala en la perspectiva de participar del mercado regional. A mediados de 2006 se inició la construcción de una línea de 400 kV, con capacidad de transporte de 300 MW y 150 km de extensión que estará en operación en 2008, para los primeros intercambios con Guatemala (Realpozo del Castillo, 2006). Una línea Guatemala-Belice, que recibe suministro desde México, completará la vinculación eléctrica entre los países. Estas acciones están en el marco del programa PIEM de integración regional centroamericana, del que México forma parte.

Desde el otro extremo se han analizado cuatro trazas posibles para la interconexión entre Cerromatoso (Colombia) y Panamá II (Panamá), sobre 270 km, para transacciones de 300 MW, previéndose un diseño final de 600 MW y una inversión entre US\$177 millones a US\$221 millones de dólares según la alternativa. De esto modo Colombia se suma a México en el proyecto centroamericano (Realpozo del Castillo, 2006).

En el marco del PIEM se ha diseñado la instalación de una refinería en Centroamérica de una capacidad de 360 MBD que procesará en parte crudos maya (230 MBD), y que podría abastecer una central de generación de más de 700 MW, para inyectar su producción en la red regional.

Este proyecto de integración de los sistemas locales debe contribuir a dar mayor seguridad, calidad y confiabilidad al abastecimiento en condiciones económicas más ventajosas para los países centroamericanos. En paralelo se hace necesario coordinar la incorporación de nuevas unidades de generación entre los países, evitando las so-

luciones locales parciales y reduciendo las inversiones totales. La mejora del consumo eléctrico per cápita y del grado de electrificación locales, en tanto indicadores de mejores condiciones de vida de la población, bajos en comparación con los alcanzados en Sudamérica (CEPAL, 2006), es un tema que debería complementar el desarrollo del SIEPAC, pero está ubicado en el ámbito más general de las posibilidades y concreciones de planes y programas económicos y sociales de la región.

La extensión de la integración sudamericana no debería dejar de lado la integración con Centroamérica y de hecho Colombia es miembro del PIEM y Venezuela participa y apoya el vínculo energético con Panamá. Los TLC de los países centroamericanos con EEUU no parecen constituir una barrera para la ampliación de la vinculación energética de Sudamérica más allá de sus fronteras.

Intercambios, requerimientos y recursos

En el campo eléctrico existen obras y proyectos en distintos grados de evolución que han jalonado un proceso de mayor vinculación entre los países, en particular entre países limítrofes, y en los cuales se sigue avanzando. La sujeción o no a acuerdos y tratados de integración no parecería ser un tema central, sino la concreción de los emprendimientos analizados y convenidos en las áreas de decisión de cada país, con un acuerdo específico entre ellos para la instrumentación de las inversiones.

El nivel de intercambio alcanzado hasta el presente no es elevado en términos de las cantidades de energía eléctrica consumida en los países sudamericanos. En 2005 las cantidades transadas se estimaban en 51.910 GWh, cerca de 6% del consumo. Estos intercambios se dieron en su mayoría a través de las centrales binacionales sobre ríos limítrofes, entre los socios originarios del MERCOSUR (90%), y en menor medida entre países de la CAN (Colombia, Ecuador y Perú; cuadro 7).

Cuadro 7
Intercambio eléctrico en América del Sur

GWh		Exportador								Total Import.
		Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	
Importador	Argentina		550	-	-	6.411	-	816	-	7.777
	Brasil	527		-	-	37.562	-	10	494	38.593
	Chile	2.152	-	-	-	-	-	-	-	2.152
	Colombia	-	-		16	-	-	-	22	38
	Ecuador	-	-	1.758		-	7	-	-	1.765
	Uruguay	835	750	-	-	-	-		-	1.585
Total Export.		3.514	1.300	1.758	16	43.973	7	826	516	51.910

Si bien el consumo de electricidad ha crecido de manera sostenida en Sudamérica con tasas que han superado el 5% anual, los niveles de consumo final per cápita presentan diferencias significativas entre los países y están marcadamente por debajo de los registrados en EEUU y la UE. Venezuela y Chile registran consumos por habitante superiores a la media de la región en 74% y 42%, respectivamente; Brasil, Argentina y Uruguay entre 12% y 17%, mientras que los restantes se ubican en torno y por debajo del 50% del consumo medio por habitante, 2.243 kWh/año (CIER, 2006).

Las estadísticas indican que en las estructuras de consumo sudamericanas prevalecen los usos residencial y comercial (25% y 42%) frente al industrial (15%), y que las pérdidas en los sistemas de distribución (20%) son importantes debido a la incidencia de las pérdidas no técnicas. Esto es reflejo no sólo de situaciones de marginalidad social y económica de una parte de la población sino también de aspectos relativos a la gestión de las redes y regulatorios. El grado de electrificación ha alcanzado niveles elevados pero aún subsisten diferencias entre los países. En Perú llegó a 73% en 2005, 71% en Bolivia y 86% en Ecuador, mientras que en los restantes países supera el 90%-95% (CIER, 2006).

Estos indicadores dan cuenta someramente de la diversidad de situaciones que se presentan y de los niveles de difusión de la electricidad en cada país, factores que deben tenerse en cuenta cuando se diseñan políticas e instrumentos de integración regional de mercados eléctricos.

El potencial hidroeléctrico de la región es importante y se estima en 581 GW, utilizándose solamente cerca de 26% de la generación anual posible (3.150 TWh/año).

En la región, 65% de la capacidad de generación instalada y 72% de la producción eléctrica del año 2005 son de origen hidroeléctrico (gráficos 1 y 2). En el mismo año, 30% de la capacidad instalada y 23% de la generación fueron de origen térmico. Para esta producción se requiere de combustibles como insumo, prevaleciendo los derivados de los hidrocarburos en proporciones variables según los países.

Gráfico 1
Potencia de generación instalada en América del Sur

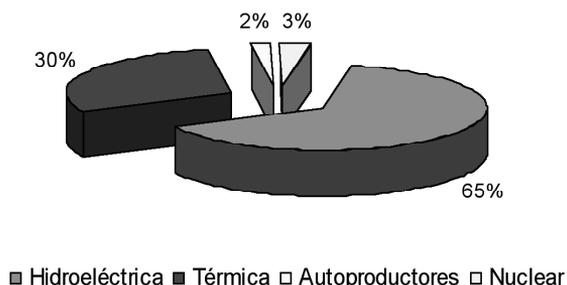
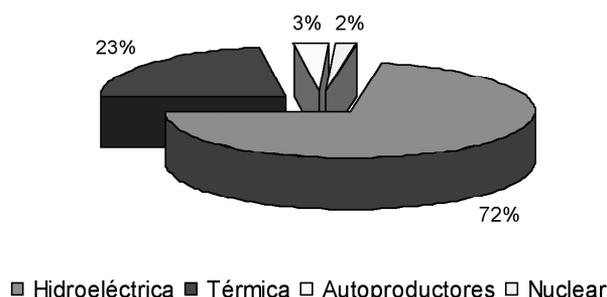


Gráfico 2
Energía generada en la región



La incidencia de la generación térmica presiona sobre fuentes no renovables como los derivados del petróleo y el gas natural. El uso del carbón para generación en América del Sur es todavía reducido y se concentra principalmente en Colombia y Brasil.

El contraste entre las capacidades instaladas y las demandas máximas anuales muestra que la reserva de potencia es del orden de 40% en las dos sub-regiones CAN y MERCOSUR (con capacidades instaladas de 45 TW y 136 TW, respectivamente) en 2004 (Realpozo del Castillo, 2006). Esta reserva podría utilizarse en caso de integración regional de los sistemas, tema que exige un análisis pormenorizado debido a la disponibilidad real que tendría la reserva y a la situación específica de cada sistema.

Dado que el potencial hidroeléctrico no aprovechado de la región es relevante, la instalación de centrales para su explotación debería formar parte de los proyectos de complementación/integración, donde se contemplen las necesidades de cada país, la dotación de recursos energéticos, técnicos, económicos y financieros, a la vez que se procure optimizar las del conjunto, sea a nivel bilateral, de sub-región o de la región toda.

En los años ochenta y noventa, por vía de la modificación de las leyes sectoriales, se introdujeron cambios estructurales en la organización, administración y funcionamiento de los sistemas eléctricos de la mayoría de los países de América del Sur y Central. Es sabido que se procedió a la segmentación vertical y horizontal de la cadena eléctrica, a la privatización de los servicios a través de regímenes de concesión para la explotación de los servicios públicos de transporte y distribución, a la constitución de mercados mayoristas para las transacciones en bloque, a la introducción de organismos administradores de los mercados mayoristas y al establecimiento de organismos de regulación, para actuar en las áreas de los servicios públicos, transporte y distribución. El área de la generación quedó fuera de la regulación y se permitió la competencia abierta entre generadores.

Con las transformaciones del sector entró en escena un conjunto de nuevos actores que incrementaron la participación de las empresas privadas en el sector eléctrico, en proporciones variables en los distintos países, subsistiendo empresas estatales (como ANDE y UTE en Paraguay y Uruguay, empresas provinciales en Argentina) con mayor o menor peso según el caso. La multiplicación y diversificación de actores se dio en el contexto de la creación de mercados donde se impulsó la competencia entre actores con una concepción neoliberal en la que se considera que éste es el camino adecuado para llegar a la óptima asignación de los recursos.

En cerca de 15 años transcurridos desde el inicio de los cambios se ha planteado la necesidad de incorporar reformas de segunda generación que den respuesta a los problemas que surgieron en la etapa anterior y que comprenden aspectos relativos a la intervención del Estado, el control de las concesiones, la expansión de los sistemas de transporte, a la seguridad de abastecimiento, a la integración vertical de la cadena combustibles-generación-transporte y distribución (control de la cadena a través de la participación en el paquete accionario por parte de empresas), a la autonomía y capacidad de los entes de regulación para cumplir con sus funciones, a la articulación del sistema eléctrico con el resto de las cadenas energéticas y a su organización y explotación, entre otros.

Estos son aspectos no menores en la conformación de un proyecto de integración regional y que no pueden dejarse de lado, en particular en el presente, cuando países como Venezuela y Bolivia han impulsado cambios profundos en las relaciones energéticas con las empresas y con los demás países de América del Sur, a menos que se considere que esta situación es sólo coyuntural y que las reglas del mercado seguirán sancionando la óptima asignación de los recursos.

Otras fuentes, el carbón y la emergencia de los biocombustibles

Carbón para generación eléctrica

El carbón fue un combustible de uso difundido a principios del siglo pasado y luego su incidencia en el consumo declinó frente a las ventajas de los combustibles líquidos derivados del petróleo. No obstante, algunos países que cuentan con el recurso lo utilizan en las centrales térmicas para la producción de electricidad.

En los últimos años, frente a las perspectivas de agotamiento de los hidrocarburos se ha revalorizado su uso y hacia el futuro las tendencias indican que incrementará progresivamente su participación en el consumo mundial, impulsado por las demandas de China e India.

En América del Sur las reservas de carbón, estimadas en 21.000 Mt, se localizan en pocos países: Brasil (54%), Colombia (35%), Venezuela (8%), Argentina (2%)

(OLADE, 2005). La producción no tiene niveles significativos y su empleo está dirigido a la generación eléctrica y la siderurgia, según las calidades del mismo. El horizonte de reservas, con los niveles actuales de producción, es amplio, superando los 250 años en Sudamérica, 121 años en Colombia. Colombia concentra el 82% de la producción de América del Sur, Venezuela 10% y Brasil 7%.

En América del Sur Colombia cuenta con una central importante del orden de 600 MW y está planteada la incorporación de otra más de 50 MW en un horizonte cercano (MME, 2006). Argentina, en su programa de expansión de la generación, proyectó la instalación de una central de 200 MW para el aprovechamiento del carbón de Río Turbio, y en las proximidades de la frontera entre Brasil y Uruguay ha venido operando la central de Candiota.

El carbón no aparece en los debates y propuestas sobre cooperación/integración energética y queda reservado al papel que le dan los países que cuentan con reservas explotables. El impacto ambiental de la combustión del carbón en la generación es uno de los factores que cuestionan su utilización. En el pasado las emisiones de Candiota han sido objeto de reiteradas observaciones por parte de la población ubicada en su área de influencia. En la actualidad, con el avance en el control de las emisiones, su impacto se ve reducido aunque no suprimido, ya que igualmente la combustión emite CO₂.

La explotación del carbón en cantidades significativas y su uso impone analizar las implicaciones que tiene sobre su transporte terrestre, fluvial y/o marítimo en cuanto a las inversiones necesarias, la logística y la incidencia de los desplazamientos sobre el medio ambiente. La generación en la proximidad de las minas evita el transporte del mineral y requiere de líneas de transporte de electricidad, siendo ésta una decisión que resulta de los estudios económico-financieros de los proyectos (esta alternativa es la que se escogió en el caso de Río Turbio).

El desarrollo de la tecnología Coal to Liquid permitirá obtener combustible líquido a partir del carbón mineral de manera análoga al proceso GTL para el GN. Por este medio el uso del carbón tendrá mayor difusión que en el presente.

Queda abierto el interrogante sobre cuál podría ser la contribución del carbón a la diversificación de las fuentes de abastecimiento para la producción de electricidad y cuál podría ser su papel en la integración energética regional.

Biocombustibles

La búsqueda de fuentes alternativas de energía en el contexto internacional de los mercados petroleros, de los conflictos por el control de las reservas y la posibilidad de su reducción drástica en el futuro han puesto la producción de combustibles líquidos derivados de la biomasa en un lugar relevante entre los proyectos promovidos internacionalmente y ha dado lugar a posiciones divergentes en torno a su evolución.

El uso energético de la biomasa forma parte de la cultura de los pueblos latinoamericanos y el desarrollo de los balances energéticos de los años setenta mostró su significación en los distintos países latinoamericanos. En la actualidad, el énfasis no está puesto en los destinos domésticos de la bioenergía o la generación eléctrica a partir de la biomasa, sino de la producción de combustibles líquidos, básicamente etanol y biodiesel. Estos son usados como carburantes en el transporte, solos o en mezclas de distintas proporciones como en el caso del alcohol y las gasolinas (naftas).

Brasil procesó la caña de azúcar de las plantaciones dedicadas a tal fin y produjo alcohol para mezcla desde mediados de los años setenta, aplicando una política que ha sido mantenida y profundizada hasta el presente. Esto le permitió mitigar las importaciones de combustibles, que pesaron continuamente sobre su factura petrolera externa.

La experiencia de Brasil a lo largo de estos años ha permitido incorporar mejoras en las técnicas de cultivos, aumentar la productividad, y a la vez integrar a cerca de 30 mil familias campesinas en la producción, en la zona noreste del país. Los costos de producción del etanol se ubican actualmente por debajo de los de la UE y EEUU (FAO-CEPAL, 2007).

La evolución registrada en la materia, junto con el impulso dado al tema en EEUU en el contexto global mencionado anteriormente, así como las motivaciones estratégicas de ambos países respecto de las relaciones bilaterales, la disputa por el liderazgo político y económico en América del Sur frente al accionar internacional de Venezuela y sus discrepancias con EEUU son elementos que convergieron para que se concretara el acuerdo de cooperación celebrado entre EEUU y Brasil para impulsar el desarrollo del "petróleo verde".

A principios de los años ochenta Argentina instrumentó un proceso similar al de Brasil incorporando alcohol a las gasolinas, pero el programa no tuvo continuidad posterior. La expansiva producción de granos de Argentina en los últimos años, en un contexto de precios internacionales elevados, la consecuente ampliación de la capacidad de producción de aceites y sus exportaciones, y la perspectiva de una demanda creciente de biocombustibles ha impulsado a grandes productores locales e internacionales que operan en el país a instalar plantas de procesamiento para la producción de biodiesel. Las inversiones apuntan a colocar la producción en el mercado internacional, donde los precios cubren los costos de producción de manera más holgada que en el país. La posible aplicación de mecanismos de control o de retenciones a la exportación de energéticos han llevado a algunos productores a optar por tecnologías duales que permitan pasar de la producción de combustibles a la de aceite de manera relativamente simple y económica. Los módulos de las plantas de tratamiento varían entre 100 mil y 250 mil toneladas anuales, usando tecnologías avanzadas y desarrolladas en países del primer mundo.

También en otros países de Sur y Centroamérica se ha actuado en la misma dirección, sea para sustituir importaciones o para exportar a más largo plazo.

En Colombia también se ha privilegiado el tema de las bioenergías. En el año 2006, cinco plantas entre 150.000 litros/d a 300.000 litros/d totalizan una capacidad de producción de 1,1 millón de litros/d para la producción de etanol. Los cultivos principales que se procesan son la caña de azúcar, el maíz, la yuca, así como la celulosa. A partir del aceite de palma se contempla elaborar biodiesel, resolviendo aspectos relativos a especificaciones técnicas y temas regulatorios (MME, 2006).

En América Latina los mayores potenciales para la expansión de los bioenergéticos en cuanto a la expansión de la frontera agrícola para la elaboración de alcohol en base a caña o maíz se ubican principalmente en Brasil, Argentina, Bolivia, Paraguay y Uruguay. En lo que respecta al biodiesel derivado de aceite de palma o de soja, en Brasil, Perú, Colombia y Bolivia (FAO-CEPAL, 2007). En Centroamérica se han logrado avances significativos en Honduras, Guatemala y Costa Rica.

El impulso a las bioenergías ha sido sostenido, en varios países, a través de leyes y normas ad hoc que han instaurado las condiciones mínimas para la producción, su organización, los instrumentos de fomento que se aplicarán y sus beneficiarios. Así, Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia, Paraguay y Perú han elaborado leyes en esta materia y su análisis sirvió de base para una propuesta de marco legal para otros países, desarrollada por OLADE (OLADE, 2006).

Hacia el futuro, prácticamente todos los análisis prospectivos, nacionales o regionales, dan cabida a las bioenergías junto con otras fuentes "no convencionales" en las matrices energéticas, se fijan porcentajes de participación en las mezclas (5% a 10% y más) según los casos, para horizontes de 5 a 10 años.

El espacio de los biocombustibles es también un ámbito en el que se ha manifestado la confrontación política y estratégica: EEUU y Brasil coinciden en la conveniencia de profundizar el uso de los suelos cultivables con fines energéticos, a la vez que Cuba lo cuestiona y Venezuela concuerda con esta última. Esta situación parecería tener correspondencia con los alineamientos de unos y otros en el marco de sus políticas respectivas y estar más allá de los fundamentos técnicos, económicos, sociales y ambientales que pudieran sustentar las dos posiciones.

No obstante, es innegable que la posibilidad de valorizar la producción de granos y los combustibles derivados de su procesamiento en el mercado internacional, en condiciones de precios altos, es un incentivo que presiona sobre la extensión de las áreas cultivadas, el tipo de cultivo, el tratamiento del suelo, el uso del agua, la producción de alimentos y sobre los precios de estos. A su vez, la siembra intensa y prolongada de determinados cultivos (caso de la soja), de alto rendimiento para producción de biodie-

sel, sin rotación de cultivo, pone en riesgo la sostenibilidad del suelo en el mediano y largo plazos.

El negocio que se vislumbra es de una magnitud tal que en él ya se han posicionado empresas y corporaciones multinacionales que aplican tecnologías capital-intensivas, con poco uso de mano de obra, en procesos de alto rendimiento técnico y económico.

En materia de biocombustibles se está en las fases iniciales de un proceso cuya evolución plantea la necesidad de profundizar rápidamente en el análisis de su contenido, de sus impactos en lo técnico, productivo, energético, económico, social y ambiental. FAO y CEPAL han llamado la atención de la comunidad latinoamericana e internacional sobre las oportunidades, los desafíos y riesgos que presenta el auge actual y la expansión futura de las bioenergías para la región, donde la marginación y la pobreza abarcan amplios sectores de la población.

En su informe, señalan que –contrariamente a lo que sucede en otras regiones del mundo– en América Latina hay disponibilidad de tierras para ampliar la frontera agrícola y destinar parte de las mismas a bioenergías. Su desarrollo puede incidir de manera desfavorable sobre la seguridad alimentaria y el agua si no se toman los recaudos necesarios, y generar aumentos en los precios de los cultivos energéticos y de los cultivos tradicionales.

Resulta indispensable que la cooperación entre los países de la región incorpore estas dimensiones en el diseño, la evaluación y aplicación de políticas, medidas y decisiones en relación con los bioenergéticos, yendo más allá de la asistencia técnica para el desarrollo de procesos con mejores rendimientos de producción o de la logística para la colocación de los productos en el mercado.

FAO invita a los países a que comiencen a discutir un Código de Conducta Voluntario de la Producción y Utilización de Bioenergía. Al mismo tiempo, FAO potenciará su trabajo con otros organismos internacionales proponiéndose “implementar un conjunto de políticas y un acervo de buenas prácticas que orienten la realización de mejores intervenciones público-privadas en la promoción del desarrollo y la reducción de la pobreza” (FAO/CEPAL, 2007).

El marco institucional actual

Uno de los temas a resolver desde UNASUR con miras a la integración energética es el del soporte institucional sobre el cual se podría asentar, dados los organismos y las instituciones existentes que han aportado a la búsqueda de soluciones para el desarrollo energético de los países de la región.

En esta etapa de renovadas propuestas integracionistas en el campo energético se plantea la reflexión sobre la vigencia y el alcance de las instituciones y de los marcos jurídicos para contribuir a la instrumentación de la transición que requiere este proceso.

La voluntad de integración, expresada en distintas instancias nacionales y de diálogo entre países, no es nueva. Tampoco son de reciente creación los organismos que han actuado con mayor o menor éxito y con proyectos sustentables en el tiempo. Entre ellos: ALADI, MERCOSUR y CAN, OLADE, CIER, ARPEL y, también, CEPAL.

MERCOSUR y CAN en el contexto de la ALADI

Los límites que en los hechos encontró la ALALC después de 20 años de actuación en procura de establecer un área de libre comercio en América Latina fue un factor que impulsó a la creación de la ALADI, instaurada por el Tratado de Montevideo de 1980 (TM80). La asociación comprende en la actualidad los diez países de Sudamérica y México que la conformaron desde el inicio, y Cuba como miembro pleno desde 1998.

La ALADI, a su vez, está integrada coherentemente al contexto de la Organización Mundial de Comercio (OMC) que, recogiendo los principios del GATT, avaló la creación de espacios regionales dentro de los cuales los países participantes podían establecer uniones aduaneras o espacios de libre comercio o acuerdos tendientes a conformarlos, sin necesidad de extender de manera obligada los acuerdos internos a otras regiones o países.

Este principio básico es el que enmarca las dos sub-regiones: el MERCOSUR y la CAN, teniendo ésta una trayectoria más prolongada. En lo formal, el surgimiento de las dos sub-regiones se apoya en la ALADI articulada a la OMC y, de hecho, el MERCOSUR se constituye a partir del Acuerdo de Cooperación Económica N° 18 de ALADI (ACE N° 18 del año 1996), rubricado por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Este ACE está orientado al establecimiento de una zona integrada de libre comercio, tendiente a reducir los aranceles entre países de manera progresiva hasta anularlos, y al establecimiento de un arancel externo común que daría mayor coherencia y previsibilidad a las relaciones comerciales con otros países o regiones.

No obstante, entre los países, la integración ha sido formulada en términos más amplios que los del libre comercio y se ha orientado, desde el inicio y al menos en el discurso, a un proceso de mayor articulación y complementación de sectores productivos, de fortalecimiento de las instituciones democráticas, de intercambio y complementación educativa, científica, tecnológica y cultural.

En el proceso hacia la constitución de un Espacio de Libre Comercio (ELC) en América Latina que han impulsado los países en ALADI se fueron estableciendo criterios y procedimientos más flexibles que los usados en tiempos de la ALALC, ajustándose me-

por a la realidad del complejo, variado y en ocasiones traumático proceso de evolución de las sociedades sudamericanas, de México y Cuba. Los acuerdos de preferencia fija, de alcance parcial/sectorial y los sucesivos protocolos celebrados en distintas instancias, relativos a diversos ámbitos y abarcando relaciones bilaterales, entre países y sub-regiones y últimamente entre sub-regiones, dan cuenta de la adaptación institucional que en la práctica ha sido necesaria poner en juego para superar las barreras surgidas. El avance ha sido tal que en 2007, entre los países miembros, 87% del comercio estará plenamente liberado y 75% de las relaciones bilaterales posibles contarán con un Acuerdo de Libre Comercio.

Si bien éste es el objetivo de ALADI, la reducción arancelaria no es suficiente para los objetivos de una integración más sistémica. La defensa de intereses locales, la preservación del empleo, de nichos productivos específicos, la promoción por subsidios, dan lugar entre otros factores a la aparición de divergencias que se traducen en restricciones no arancelarias a la circulación de bienes y servicios: técnicas, sanitarias y fitosanitarias, de doble tributación y de otro tipo. En este sentido, ALADI procura contar con un abanico de normas y disciplinas que permitan avanzar en la dirección propuesta por los países. Esta situación lleva a explicitar los problemas existentes a su discusión, la búsqueda de soluciones, el diseño de normas, su reglamentación, difusión, aplicación y su seguimiento. En consecuencia, establece una práctica institucional entre actores nacionales en procura de conciliar posiciones y alcanzar acuerdos, práctica que es inevitable en todo proceso de integración.

Los distintos grados de evolución de las economías, de sus estructuras productivas, así como también las dimensiones diversas de los mercados de los países sudamericanos, forman parte de una realidad que no se soslaya y es tenida en cuenta en ALADI, el MERCOSUR o la CAN. Las normas y acuerdos se ajustan a la categorización de los países según se trate de países de desarrollo avanzado, intermedio o de menor desarrollo relativo.

En el caso de ALADI, desde 2004, esta óptica condujo a fortalecer los sistemas de apoyo a los países de menor desarrollo relativo, a considerar la necesidad de desarrollar la cooperación y coordinación en materias tales como integración física, digital, financiamiento del comercio, fomento productivo y relacionamiento con sectores empresarios, laborales, académicos y culturales. En lo referido a infraestructura se plantea potenciar la coordinación y las acciones comunes en el ámbito regional, relativos a transporte, energía y telecomunicaciones, en cooperación con las iniciativas y los organismos especializados en estas áreas (ALADI, 2004). Estas definiciones parecen reorientar el accionar institucional, colocándolo en la dirección de la integración regional y sub-regional sobre bases que conciden mejor con una concepción integradora que trasciende la consolidación del ELC.

La experiencia recorrida en 30 años hace posible visualizar la Asociación como un organismo estable, de carácter más técnico que político, relativamente flexible, que se adapta gradualmente a los cambios, brinda a los países un marco institucional reconocido internacionalmente y vinculado a la OMC, y que ha constituido un ámbito de negociación entre países en procura de lograr consensos y convergencia de acciones.

Las diferencias y divergencias entre los gobiernos de los países existen y no se resolverán sencillamente ya que persisten visiones no concurrentes relativas al desarrollo económico y social, los instrumentos de política que se aplican y el rol de los distintos actores sociales. Por otra parte, marcan el posicionamiento más general de cada uno en el ámbito internacional, del alineamiento con EEUU y de la relación con los restantes países de América del Sur.

Los TLC con EEUU celebrados por Colombia, Perú y Ecuador (en suspenso momentáneo por el último cambio de gobierno) y los de Chile con EEUU y otros países, abren totalmente el espacio de estos países –y por lo tanto el del resto– a la competencia de la producción, los servicios y las inversiones de EEUU, con el consecuente impacto sobre sus economías.

En el campo energético ALADI ha sido el espacio de concertación de un número significativo de acuerdos referidos a electricidad, gas natural y de combustibles derivados de los hidrocarburos, concretados a través de ACE, acuerdos de preferencia fija y protocolos.

En 2005 se firmó un Acuerdo sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Parte del MERCOSUR y algunos Estados Asociados que tiene por objeto avanzar en la integración energética regional de los sistemas de producción, transporte, distribución y comercialización de energéticos, de modo de dar seguridad al abastecimiento, fijar condiciones para minimizar los costos del intercambio, fortalecer los procesos de desarrollo de manera sustentable, respetar los compromisos internacionales vigentes a la vez que la regulación existente en cada Estado Parte (ALADI, 2007). Este Acuerdo de Alcance Parcial está abierto a la adhesión de cualquier país miembro y establece un sistema de solución de controversias. Adicionalmente, se firmaron acuerdos entre países del MERCOSUR y entre países de la CAN.

En el caso de la comunidad andina, las Decisiones 536 y 557 son relevantes. La primera está referida a la normativa para la interconexión sub-regional y la segunda crea el Consejo de Ministros de Energía de la CAN, comprendiendo aspectos sobre interconexión eléctrica y gasífera, comercio y seguridad energética, los servicios y los clusters energéticos.

Sectorialmente, los acuerdos y protocolos celebrados en el marco de ALADI abarcan los siguientes países:

Energía Eléctrica: Argentina-Chile (ACE N° 16 y protocolos).

Gas natural: Argentina-Uruguay, Argentina-Bolivia, Bolivia-Brasil y Argentina-Chile.

Petróleo: Argentina-Chile.

Integración Energética: Paraguay-Uruguay, Argentina-Bolivia y Argentina-Perú.

Dentro de la organización del MERCOSUR, el espacio de la energía fue reservado al Subgrupo de Trabajo N° 9 (SGT 9, Energía y Minería), inserto en la estructura del Grupo Mercado Común (GMC) que es el órgano ejecutivo del MERCOSUR.

Los distintos SGT del GMC han desarrollado un número importante de Resoluciones que implican a los países miembros. Sin embargo, en el caso energético las acciones no han tenido la envergadura ni la continuidad que se podría esperar para un tema crucial como es el energético. Los principales temas aludidos comprenden los precios de los energéticos y las asimetrías, la regulación y la información energética (Schenone y Cáceres, 2006). No ha sido el ámbito institucional del MERCOSUR donde se ha dado cabida a la energía, sino que ésta ha quedado desplazada a los encuentros ministeriales y de organismos sectoriales directamente involucrados en el intercambio o las interconexiones energéticas.

Dentro de la CAN, en cambio, los hechos indican que ha existido un accionar más decidido en lo que a energía e integración se refiere, al menos en el campo eléctrico.

Las acciones de los organismos regionales: OLADE, ARPEL y CIER

Desde hace al menos tres décadas existen en América Latina organismos regionales que se han ocupado específicamente de la cuestión energética de los distintos países. En todos los casos surgieron como espacios donde se desarrollaría la cooperación entre países o empresas, en áreas determinadas o abarcando el espectro amplio de las energías de posible uso y difusión en las estructuras energéticas locales.

En cuatro décadas América Latina ha atravesado por situaciones muy diversas en su evolución económico-social, política y de las relaciones internacionales entre países de la región y de otros espacios. En consonancia, estos organismos han variado su accionar bajo la influencia de los cambios que se han producido. En términos generales, del predominio de las empresas energéticas estatales de los años sesenta y setenta se pasó al repliegue del Estado y la fuerte penetración de las empresas privadas en los servicios públicos de energía desde mediados de los ochenta y los años noventa, hasta el presente. Los organismos regionales no estuvieron al margen de los cambios sino que los incorporaron en su propia dinámica en la medida en que su composición respondía a los actores y las orientaciones prevalecientes en cada período.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natu-

ral en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) son los tres espacios donde han tenido participación las empresas y los Estados de los países de América Latina y donde hoy se plantea con énfasis el tema de la integración energética regional. A ellos se agregan, la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA), la Comisión Económica para América Latina (CEPAL, ONU) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), con intervención más concreta de apoyo al financiamiento para la realización de obras de infraestructura y de reingeniería institucional en los distintos países.

OLADE

Creada en 1973, en el período de la crisis petrolera internacional, tiene su sede en Quito y cuenta con un plantel básico que le permite desarrollar estudios sobre una gama variada de temas referidos a la energía. El énfasis ha estado puesto sobre la problemática que en cada etapa ha sido objeto de mayor preocupación por parte de los gobiernos de los países que la integran. OLADE ha contribuido decididamente a la construcción y el mantenimiento de una base de datos energética de los distintos países, estructurada con criterios homogéneos y volcada en el Sistema de Información Energética (SIE). Ha desarrollado modelos prospectivos integrales que permiten conformar escenarios para el análisis de la posible evolución de los sistemas energéticos de un país o de una región y de los impactos asociados a la misma. Además, ha prestado asistencia técnica a los países de menor desarrollo relativo para mejorar sus capacidades de trabajo y análisis en el campo energético.

Su conducción está integrada por los ministros de Energía de los países miembros de América latina y el Caribe (originalmente 23 en total, y 26 en la actualidad), quienes determinan su orientación en la reunión anual que los convoca. Cuenta con una Secretaría Ejecutiva, titularidad que es ejercida por su Secretario General, designado periódicamente con acuerdo de los países. La orientación y el rol de OLADE, su importancia y accionar regional, así como los recursos de que dispone para ello quedan, en última instancia, determinados por la significación que los países le han otorgado en distintos momentos.

Es un espacio desde el cual se han creado vínculos institucionales en el campo energético latinoamericano desde una óptica integral con trabajos y desarrollos específicos en las distintas áreas (gas natural, petróleo, hidroelectricidad, biomasa, energías alternativas etc.), donde se trata en concreto de los temas energéticos, se analizan los problemas y también se generan propuestas para encarar soluciones.

El Foro de Integración Energética Regional (FIER) al que convocó en 2006 por decisión de los países miembros, junto con otras organizaciones regionales y que se reitera en 2007, es un ámbito donde tienen cabida todos los actores de la actividad energética

y que contribuye a tratar los temas de la integración, a difundir la concepción que se tiene sobre ella y a vislumbrar los caminos para su concreción.

CIER

Constituida para el tratamiento de temas de energía eléctrica es una organización no gubernamental, sin fines de lucro, con estatuto diplomático reconocido por el país sede, integrada por empresas eléctricas y organismos públicos de los diez países de América del Sur. Cuenta con una estructura reducida, con comités nacionales en cada país, articulados desde la Mesa Directiva de la Comisión, siendo su máxima autoridad el Comité Central integrado por los representantes de los comités nacionales. Las áreas de trabajo comprenden todos los segmentos del sector eléctrico: generación, transmisión, distribución, comercialización, a los que se agrega el área corporativa. En total congrega a 212 empresas y organismos miembros, estando representados los principales actores del sector que actúan en América del Sur, varios de los cuales operan también en el resto de América Latina. Participan, como organismos vinculados, empresas de República Dominicana, Panamá, Costa Rica y El Salvador.

Con sede en Montevideo, CIER fue creada en 1964 a partir del Primer Congreso de Integración Regional realizado en esa ciudad. Su objetivo principal es promover y alentar la integración de los sectores eléctricos regionales, mediante acciones cuyas objetivos específicos se sintetizan en sus Estatutos:

- “mayor eficacia de las empresas del sector eléctricas y organismos gubernamentales en los Países Miembros;
- ayuda y cooperación técnica entre empresas y organismos;
- formación profesional a todos los niveles e intercambio entre empresas y organismos;
- transferencia de conocimiento, información, experiencias y documentación en campos técnicos, económicos y legales;
- desarrollo de proyectos con un enfoque regional, considerando la viabilidad de interconexiones eléctricas internacionales;
- orientación y coordinación de actividades del interés general para empresas y organismos, incluyendo la investigación y el desarrollo;
- establecimiento de especificaciones generales y normas técnicas aceptadas en los Países Miembros;
- mejorar la utilización de personal técnico y tecnologías a nivel regional;
- promoción de una uniformidad regional estadística, profundizada a través de la operación y puesta al día de un banco de datos;
- racionalizar el uso de energía eléctrica con el objetivo entre otros de optimizar el equipamiento y la operación de las empresas;

- promoción de utilización regional de la energía eléctrica con especial énfasis en los problemas ambientales”.

Las metas propuestas señalan que la integración energética regional en el sector eléctrico tiene antecedentes precisos desde hace cuatro décadas.

CIER cuenta con un programa de proyectos que viene desarrollando por etapas y entre los cuales figura el primer estudio integral del nuevo siglo sobre la complementariedad hidrológica y los mercados eléctricos de los países sudamericanos, las ventajas de interconexión eléctrica entre regiones y una estimación de los beneficios económicos asociados (Proyectos CIER 01, 02 y 03). Concluido en el año 2002, el organismo encaró su actualización y ampliación (Proyecto CIER 15). El objetivo es el análisis de la viabilidad técnica, comercial, regulatoria y operativa de las transacciones eléctricas entre el MERCOSUR, los mercados andinos y de América Central en un horizonte de 10 años. Finalizada la Fase I de este proyecto, se encuentra en desarrollo la Fase II, que incorpora el gas natural dentro del análisis.

ARPEL

Creada en 1965 bajo el nombre de Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Latinoamericana, su objetivo inicial fue promover la cooperación y la asistencia entre sus miembros. La asociación cambia su nombre al actual junto con cambios que se producen en la industria petrolera internacional y en los países de América Latina y el Caribe. En la actualidad es una asociación de 29 empresas e instituciones, públicas y privadas, que actúan en la industria del petróleo y del gas natural. Sus integrantes representan más del 90% de las actividades que se desarrollan en la región, en las dos áreas, desde la exploración a la distribución. ARPEL tiene el estatuto consultivo formal del Consejo Económico y Social de la ONU desde 1976.

Al igual que CIER, tiene sede en Montevideo, cuenta con una estructura administrativa reducida y trabaja en comités y grupos de trabajo ad hoc. Los intercambios entre sus miembros abarcan principalmente aspectos relativos a combustibles, refinación, ductos, la integración regional, impacto ambiental, legislación, emergencias y temas de alcance social (ARPEL: www.arpel.org/ex/). ARPEL dispone, además, de una base de datos amplia sobre la industria petrolera y gasífera de América del Sur, con series de información histórica.

En su evolución se observa un giro desde el predominio de la acción de las empresas públicas estatales al de las empresas privadas, si bien ambas tienen cabida entre sus miembros. No presenta hoy un perfil definido de participación activa en el desarrollo de los instrumentos necesarios para la integración energética, si bien cuenta a través de sus miembros con el potencial para hacerlo.

CEPAL

Desde el área de Recursos Naturales y Energía/Infraestructura, principalmente en sus sedes de México y Santiago de Chile, la CEPAL ha trabajado con continuidad sobre la problemática latinoamericana y ha contribuido a mantener la información básica sectorial indispensable cuando se tratan temas energéticos, principalmente sobre América Central y el Caribe, no así sobre América del Sur. CEPAL ha aportado, además, estudios sobre determinados aspectos de la problemática energética (deuda, precios, regulación, reforma de los años noventa, gas natural y petróleo, sector eléctrico y en los últimos años integración energética). El organismo participa activamente en los foros regionales sobre integración en los que aporta su experiencia y propuestas.

IIRSA

Se constituyó en el año 2002, participan en ella los más altos responsables de planificación de la infraestructura de los países y tiene por objeto el desarrollo de la infraestructura física en Sudamérica a partir de los diez Ejes de Integración y Desarrollo identificados. Originalmente se relevó una cartera de 335 proyectos por un monto cercano a US\$37.500 millones de dólares. El campo de acción de IIRSA comprende iniciativas de infraestructura principalmente referidas a transporte carretero, comunicaciones y energía, e incluye la armonización de la normativa regulatoria tendiente a facilitar el movimiento de productos en la región. IIRSA presentó 31 proyectos en su Agenda de Implementación Consensuada para 2007. No obstante, hasta el presente, el campo energético ha quedado relegado en IIRSA, a pesar de las indicaciones que en ese sentido surgieron en las reuniones presidenciales de finales de 2006 (CIER, 2006).

UNASUR: ¿una nueva instancia para la integración?

Desde el inicio del nuevo siglo las iniciativas y acciones de los gobiernos de los países sudamericanos para confluir en la integración regional se vieron intensificadas progresivamente a través de una serie de reuniones del más alto nivel: presidencial, ministerial y de comisiones de trabajo. Entre ellas, cabe mencionar de modo no exhaustivo las siguientes:

- 2000: I Reunión de Presidentes de América del Sur. Se plantea impulsar la cooperación entre los países a través de un tratamiento conjunto de los temas de las agendas de la CAN y el MERCOSUR, para construir una visión común y encontrar soluciones a los asuntos regionales e internacionales.
- 2001: Reunión de Ministros de Relaciones Exteriores (CAN+MERCOSUR+Chile, La Paz, Bolivia). Impulsa el establecimiento de mecanismos de diálogo y concertación política para consensuar acciones y tomar decisiones en áreas de cooperación eco-

nómica, política, integración, infraestructura física, relaciones exteriores y otros temas.

- 2002: II Reunión de Presidentes de América del Sur (Guayaquil, Ecuador). Destaca el desarrollo de la infraestructura física en tres áreas clave para la integración sudamericana: transporte, telecomunicaciones y energía, que son colocadas bajo la conducción de IIRSA.
- 2004: III Reunión de Presidentes de América del Sur (Cusco, Perú). Crea la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN), sobre la base de los principios de las Declaraciones de Cusco y Ayacucho.
- 2005: I Cumbre de Presidentes de la CSN (Brasilia, Brasil). I Reunión de Ministros de Energía de la CSN.
- 2006: II Cumbre de Presidentes de la CSN (Cochabamba, Bolivia). Declaración de Cochabamba y de la Comisión Estratégica de Reflexión. Plantea la necesidad de un Tratado Marco fundacional de UNASUR. II Reunión de Ministros de Energía de la CSN.
- 2007: I Cumbre Energética Suramericana (Isla de Margarita, Venezuela). Creación de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR). Cambio de nombre de la CSN y establecimiento de una Secretaría General de UNASUR con sede en Quito, Ecuador.

A estas reuniones se agregan las realizadas en cada una de las sub-regiones (CAN y MERCOSUR) y las bilaterales entre países sudamericanos y latinoamericanos, orientadas a profundizar los vínculos de cooperación e integración sobre distintos temas.

UNASUR surge de un proceso progresivo de reuniones entre los representantes de los países en torno a la cooperación y la integración regionales, siendo su antecedente inmediato la CSN. La integración física planteada a través de IIRSA es uno de los primeros eslabones para acciones más concretas sobre temas de infraestructura. Si bien el desarrollo de la infraestructura energética queda, en la formulación, en el espacio de IIRSA, hasta el presente ésta no ha avanzado sobre el particular como se esperaba originalmente.

En los dos últimos años la cuestión energética empezó a ocupar un papel de importancia creciente en la agenda de las reuniones que pasa por las reuniones de ministros del área de 2005 y 2006 y culmina en la Declaración de los Presidentes en Isla de Margarita. Esta Declaración establece principios generales, dentro de los cuales deberá inscribirse una estrategia de integración haciendo referencia a distintos aspectos de los muchos que están involucrados para la conformación de un andamiaje que sostenga la toma de decisiones en la materia. No constituye una estrategia precisa –y tampoco podría serlo dado el grado de consenso conseguido y los trabajos realizados– ni un programa de acciones con la suficiente apertura y profundidad sectorial como para crear un nuevo ordenamiento en las relaciones energéticas entre los países y en el conjunto.

Si bien recoge los principios de las reuniones precedentes de ministros del área, no avanza en mayores precisiones. Al mismo tiempo crea el Consejo Energético de Sudamérica, formado por los ministros del área de Energía de cada país. Con base de los principios de la Declaración de Margarita, este Consejo debe elaborar una propuesta de lineamientos sobre:

1. la Estrategia Energética Sudamericana,
2. el Plan de Acción, y
3. el Tratado Energético de Sudamérica.

Los documentos deberían proponerse en la próxima Cumbre.

Las Declaraciones de 2005 y 2006 contienen básicamente elementos comunes, recomendándose en la primera la cooperación de los organismos internacionales correspondientes, en particular de OLADE y CIER, además de IIRSA, en los trabajos a realizar para avanzar en la elaboración de la estrategia.

En ella se destacan, básicamente, la contribución que debe hacer la integración sectorial al bienestar de los pueblos sudamericanos, el reconocimiento del acceso a la energía como derecho ciudadano, el uso eficiente y sustentable de los recursos, el reconocimiento del rol del Estado y las empresas en la integración y la necesidad de compatibilizar intereses entre ellos, la armonización regulatoria, la preservación del medio ambiente, el impulso a las fuentes alternativas y al equilibrio entre fuentes, la cooperación entre empresas petroleras estatales, la necesidad de la cooperación científica y tecnológica entre países y entre centros de investigación y desarrollo. Así mismo, reconoce los aportes de los biocombustibles como alternativa energética y la necesidad del intercambio de experiencias en la materia, y de las iniciativas como PetroAmérica y PetroSur. Ambas referencias aparecen como elementos tendientes a preservar el equilibrio de posiciones en las diferencias surgidas entre Brasil y Venezuela en torno al tema y a la disputa por la supremacía política en Sudamérica.

El acuerdo de los presidentes en la reunión de la Isla de Margarita con respecto a la integración energética debe tomarse como punto de partida para una formulación que no está concretada y que deberá empezar a decidirse a partir de la siguiente Cumbre. UNASUR da continuidad al proceso de integración regional iniciado con la CSN, con acento especial e inicial en el desarrollo de la infraestructura y últimamente en el campo energético.

El protagonismo que se da a la energía resulta del impulso que el gobierno de Venezuela le ha dado a la iniciativa a partir de sus recursos y de su estrategia de relaciones con el resto de los países, del contexto internacional de los hidrocarburos y de la seguridad de abastecimiento, de la nacionalización en Bolivia y de las restricciones en el abastecimiento de países como Argentina y Chile, además del rol clave de la energía

en todas las economías y de la necesidad de diversificar las fuentes que completan la matriz energética.

La búsqueda de espacios de convergencia entre la CAN y el MERCOSUR y la decisión de los países de alcanzar un espacio de libre comercio regional, parecen mantener la continuidad del proceso de integración regional y, dentro de él, el de la integración energética. No puede pensarse en una pronta definición del contenido específico de la integración energética y de la convergencia en la armonización de los intereses de todo tipo de una multiplicidad de actores, pero sin dudas que el diálogo sostenido en procura de ese objetivo y los acuerdos regionales y sub-regionales son indispensables para un mejor diagnóstico y la instrumentación de propuestas viables.

Condicionantes y requisitos para el avance en la integración energética

El sector energético es uno de los ámbitos donde, desde hace tiempo ya, se han realizado obras comunes, acuerdos e intercambios comerciales y tecnológicos, asistencias técnicas entre países y empresas. El planteamiento de la integración, aun cuando no estuviera claramente definido ni explicitado, acompañó las acciones que se llevaron a cabo en las distintas áreas del sector. Este proceso tuvo períodos de mayor o menor impulso y concluye, en los últimos años, en colocar la energía en un papel de catalizador de la integración suramericana. Resulta conveniente reflexionar sobre algunos de los elementos que pudieran ser necesarios para avanzar en la cooperación/integración regional a la vez que resaltar las limitaciones que se enfrentan.

Factores condicionantes

Los gobiernos de los países sudamericanos han asumido la decisión de enfrentar los desafíos de la integración sub-regional y regional, actitud que comparten los de América Central en su espacio. Cada uno llega a esta situación con su propia historia de evolución económica, social y política particular, no necesariamente igual a la del resto aunque de hecho hayan compartido experiencias si no comunes al menos semejantes.

A nivel energético existen dotaciones de recursos distintas, con grados de aprovechamiento variable, con menor, mayor o ninguna dependencia externa para cubrir la demanda, con estructuras de consumo disímiles, desarrollos diversos de la infraestructura de abastecimiento, de la interconexión interna de la misma, de los sistemas de redes, del acceso de la población a las distintas fuentes, de la organización empresarial del sector, de la legislación y de la normativa aplicadas, de los sistemas y criterios de formación de precios, entre otros elementos.

No hay dudas de que en las últimas tres décadas se ha avanzado en la concepción e instrumentación de modelos y herramientas de análisis sobre una base informática y de comunicaciones en constante cambio y potenciación que ha facilitado los estudios prospectivos, el despliegue de tecnologías más eficaces en todos los ámbitos de la energía así como de modalidades de operación y gestión empresarias más eficiente. Sin embargo, la visión sistémica de la problemática energética, indispensable para la formulación de propuestas coherentes y articuladas, concretadas en emprendimientos y acciones, tanto a nivel país como de sub-región o región, ha estado presente de manera limitada y no sistemática. En América Latina algunos organismos aplicaron este enfoque en el análisis de las potencialidades de la integración, pero sus iniciativas no tuvieron el impulso, la profundización y el apoyo requeridos para poder pasar del diagnóstico y la prospección a la formulación, evaluación e instrumentación de proyectos más concretos.

Las diferencias de evolución de los distintos países son conocidas y se traducen en distintos niveles de penetración y consumo de energías, más allá de la incidencia de los recursos existentes y su aprovechamiento. La problemática energética en cada país y la necesidad de resolver temas locales (nacionales) ocupa de manera predominante las actividades de los organismos responsables del área. Es comprensible que éstos busquen la solución de los problemas que los afectan directamente dentro de sus fronteras, y que en general demandan respuestas rápidas, sean técnicas, económicas, financieras o políticas. Las cuestiones locales tienen en general primacía sobre las sub-regionales y con más razón sobre las regionales, y los funcionarios se ocupan de cuestiones bilaterales o multilaterales sólo parcial y puntualmente, a menos que se trate de temas que impactan sobre el sistema energético de su país (caso de interconexiones e intercambios, referidas a gas natural, electricidad, otras fuentes o financiamiento). Con matices y excepciones, las políticas nacionales no son estructuradas a partir de escenarios compartidos regionalmente y coordinados con otros países.

No está suficientemente difundida una concepción integradora que elabore propuestas donde se trascienda la frontera del país. Los aprovechamientos internacionales conjuntos obligan a coordinar operaciones e intercambios al igual que las interconexiones, pero esto se hace en un ámbito específico y no se extiende necesariamente al resto de áreas y actividades. No está disponible una cartera de proyectos adecuadamente fundamentados que sea de rápida instrumentación, ni las fuentes ni los esquemas que pudieran sostener su financiamiento. Existen propuestas y proyectos, en particular de aprovechamiento hidroeléctrico, que son conocidos (sobre la Cuenca del Plata y la del río Madeira, en la frontera entre Brasil y Bolivia) que formarían parte de un proyecto de integración energética pero que no lo completan.

La aparición de conflictos originados por desacuerdos en el abastecimiento es una situación que revela la interpretación que cada parte hizo o hace de los convenios

en función de sus propias necesidades y urgencias. Las restricciones en el suministro de gas natural en las relaciones Argentina-Chile muestran cómo cada parte actuó en defensa de sus necesidades en un campo donde la modificación de las reglas tiene consecuencias severas sobre la economía, la sociedad y las relaciones bilaterales. Otro tanto podría decirse de la inhibición al traspaso de gas boliviano a las redes chilenas a través de Argentina. Esta cuestión da cuenta de un factor adicional que puede limitar la integración, como lo son los conflictos históricos que han afectado las relaciones entre dos países, varios de ellos fronterizos como ocurre con los casos de Bolivia-Chile, Perú-Chile o Argentina-Chile, entre otros.

Los gobiernos de los países sudamericanos han tenido en cuenta permanentemente su relación con EEUU en lo económico y en lo político, y éstos no han dejado de ejercer su influencia hegemónica en las decisiones de los países. El alineamiento estratégico con EEUU ha pasado por distintas fases y ha tenido distintas intensidades en las últimas cuatro décadas y más allá de las oscilaciones, los gobiernos no dejan de dar prioridad al vínculo por la fuerte incidencia que tiene en lo económico. Después del acentuado período de primacía de las políticas neoliberales de los años noventa, se han dado cambios en el posicionamiento político de algunos países en la relación con EEUU, siendo los casos de Venezuela y Bolivia los más relevantes en el último tiempo. Estas variaciones de orientación, que tienen su expresión en las políticas económicas, como el caso de Argentina en la salida de la crisis de la convertibilidad, no son homogéneas en Sudamérica y crean distancias cuando no conflictos en las relaciones bilaterales, por encima de las declaraciones de hermandad de los gobiernos y de las formulaciones de buenos propósitos para la integración regional amplia, no sólo energética.

Los países de la CAN tienen firmados TLC con EEUU, al igual que Chile, Uruguay abrió y desarrolló negociaciones, postergándolo e insistiendo en el intento de mejorar su posición dentro del MERCOSUR, así como Paraguay. Venezuela se retiró de la CAN, pero su Presidente se ofrece para negociar, en Colombia, la liberación de los detenidos por la guerrilla y por el gobierno. Al mismo tiempo, la legislatura de Brasil no da su consentimiento para aceptar el ingreso pleno de Venezuela al MERCOSUR. Brasil y Venezuela disputan la hegemonía política y la supremacía económica en Sudamérica, buscando aliados en la región y en las relaciones internacionales, estando presente la relación con EEUU en el eje de la misma. Estas son expresiones del complejo conjunto de relaciones en el que se insertan los intentos de integración regional, dificultándolos, y el ámbito energético no escapa a él.

Las políticas neoliberales de los noventa se extendieron a toda América Latina, comprendieron el sector energético con el repliegue del Estado, la privatización de empresas públicas y el otorgamiento de concesiones a empresas privadas para la prestación de servicios públicos. En los sistemas de distribución por redes (electricidad

y gas natural) se modificaron la legislación, la organización del sector, se introdujo la segmentación vertical y horizontal de la cadena y la regulación de la prestación. Sin pretender hacer una evaluación de los cambios, destaca la implantación de nuevas reglas de juego y la aparición importante, en términos cuantitativos y cualitativos, de nuevos actores con responsabilidades y derechos en la realización de sus actividades. Entre ellos figuran empresas transnacionales que invierten en todas las áreas del sector energético, con respaldo de acuerdos internacionales que dan resguardo a sus inversiones, con el aval de organismos como el Banco Mundial, de la banca internacional así como de sus representaciones diplomáticas. Numerosas empresas invierten en varios países en el mismo segmento o en segmentos complementarios (producción, transporte o distribución) o en distintas etapas de la cadena energética en un mismo país.

Estos cambios, por un lado, introdujeron mayor complejidad empresarial en los sistemas energéticos, apartándose de los objetivos de competencia, abrieron las posibilidades a la integración vertical privada en un mismo país o en dos o más países distintos, y colocan a estos actores en una posición que las decisiones de política energética deben tener muy en cuenta en la toma de decisiones. Aparecen así, en algunos casos, lógicos conflictos de intereses entre objetivos y prácticas de la gestión energética pública y las empresas y sus inversores. Por otro, la "reforma" de los años noventa generó esquemas de organización similares en los países de América Latina, al mismo tiempo que marcos legales y normativos que presentan diferencias entre sí.

Los disímiles desarrollos económico y productivo de los países han generado asimetrías que ubican a Brasil, Argentina, Chile y Venezuela con un grado de evolución que no se reitera en otros países. Aun entre los mencionados, Brasil sobresale por sus recursos de todo tipo, la dimensión de sus mercados, por el dinamismo de su economía y de sus relaciones internacionales, en procura de mercados para sus productos y servicios y de inversiones para su desarrollo interno. Ha avanzado con continuidad en la creación de capacidad de investigación y desarrollo tecnológicos en prácticamente todos los campos de la energía. Petrobras ha ampliado su presencia en otros países sudamericanos, con inversiones directas o con participación en empresas del sector. Además, el BNDS ha contribuido al financiamiento de las inversiones externas de las empresas. Esta situación no se reitera en el resto de los países sudamericanos y da lugar a una desigual disponibilidad de recursos, medios y de capacidad de negociación para impulsar y participar en la integración regional.

La preservación del medio ambiente es un requisito de supervivencia de la humanidad y los emprendimientos de infraestructura y energéticos deben incluirlos obligatoriamente. Los organismos internacionales los incorporan como exigencia para la aprobación de los créditos de financiamiento de inversiones y han desarrollado las metodologías para tal fin. No obstante, las evaluaciones de impacto ambiental necesitan

de un rigor y una ponderación mayores en la toma de decisiones, acorde con las consecuencias que el impacto de los proyectos tiene sobre el medio ambiente. En este orden también existen asimetrías en la región en cuanto a la capacidad para la evaluación y la aplicación estricta y sostenida de las normas ambientales. En ocasiones, la necesidad de disponer de una fuente de abastecimiento energético, de acelerar las tasas de extracción, de reducir costos para mejorar los retornos de las inversiones prevalece sobre el cuidado del medio ambiente, tanto en el campo de los hidrocarburos como de la hidroelectricidad o la generación térmica, sin olvidar el uso de la energía nuclear y el tratamiento de los residuos radioactivos.

Los factores que hacen de la integración un camino no exento de dificultades son variados y de índoles diversas, abarcan temas y problemáticas que aparecen expresados en los acuerdos de más alto nivel celebrados entre los países. Su resolución o adecuación no es evidente ni inmediata pero sí necesaria para poder transitar un proceso de interacción, de cambios y de realizaciones que la haga posible y viable.

Los requisitos

Un objetivo parece central en la búsqueda de consensos para encarar la integración regional y es la definición del contenido que se le quiere dar, más que a la integración, al proceso progresivo que pueda converger en ella. El acuerdo volcado en la Declaración de Isla Margarita sintetiza un consenso básico sobre temas y posiciones que hacen a ese proceso y que no son cuestionables en sí mismas como expresión de aspiraciones compartidas.

Sin embargo, la realidad de la situación de los países sudamericanos, las asimetrías que se verifican en distintos órdenes, los conflictos abiertos y los no explícitos, la preponderancia de intereses nacionales y los condicionamientos que impone a las relaciones entre países el alineamiento con EEUU, son elementos que inciden en la definición del contenido y alcance que se dé al proceso. Consecuentemente, la búsqueda de una armonización efectiva que establezca un acuerdo real y sustentable aparece como un requisito indispensable para lograr la cohesión y la coherencia necesarias. Cabe preguntarse si ello es posible, cuáles son sus plazos y cuál es el camino para este entendimiento básico.

El MERCOSUR parece no poder avanzar más allá de una unión aduanera en conformación, postergándose la concreción de una complementación productiva real. A su vez, la CAN, el proyecto con mayor recorrido e institucionalización, no ha dejado de encontrar escollos que han restringido el cumplimiento de sus objetivos.

La asunción de la integración energética como una decisión de Estado para el largo plazo por parte de los países es necesaria para que las decisiones que se adopten

puedan tener continuidad en el tiempo, elemento fundamental en un sector estratégico como el de la energía. La prospectiva y la planificación de mediano y largo plazo permite dar mayor previsibilidad a la evolución futura del sector evitando situaciones no deseadas. Esto es válido para los países sudamericanos que tienen fragilidad en su abastecimiento, sea por no disponer de recursos energéticos suficientes, por no haberlos desarrollado o por no haber previsto su ampliación oportuna. También es válido para aquellos que disponen de una amplia dotación de recursos y obtienen ingresos que los colocarían en condiciones de avanzar en su desarrollo económico y social.

Los objetivos del MERCOSUR y de la CAN apuntan a lograr una estabilidad en el desarrollo de sus economías, a encontrar una complementación productiva y energética entre sus miembros. Para ello es importante que las decisiones de unos no afecten a otros, armonizando decisiones macroeconómicas y sectoriales a través de mecanismos ágiles de concertación. Esto implica poder inscribir algunos aspectos de la toma de decisiones en un país o en una sub-región de manera coordinada con el resto de los miembros, planteamiento de difícil realización de acuerdo con lo que ha acontecido hasta el presente. Tal el caso de la reciente decisión de Brasil de fijar el arancel cero para la importación de cereales, carnes y lácteos, habilitando el ingreso de la producción desde EEUU y Canadá, que afecta la colocación de granos de Argentina, medida tomada para reducir los precios y contener la inflación. En el sector energético, las decisiones de Argentina respecto de la exportación a Chile y las decisiones soberanas de Bolivia con respecto a sus hidrocarburos (que afectan a inversores de Brasil) son testimonios de estas dificultades, sin que esta mención signifique un juicio de valor sobre las medidas.

El diseño, la formulación, evaluación e instrumentación de proyectos energéticos es de maduración lenta, demanda inversiones significativas y financiamiento accesible. En términos de un país, de una sub-región o de una región, es indispensable definir los proyectos a implantar a partir de enfoques y criterios sistémicos que integren las fuentes energéticas disponibles, evalúen su complementariedad y su evolución previsible, las estructuras y modalidades de consumo, el desarrollo de la infraestructura de producción, transporte y distribución, la seguridad y continuidad del abastecimiento, el financiamiento, el impacto ambiental y los costos asociados a todos los componentes de la cadena, los precios y tarifas derivadas y sus repercusiones sobre la economía y los actores involucrados.

Las reformas y privatizaciones de los años noventa en Sudamérica cambiaron los marcos legales y normativos del sector energético y de las empresas y agentes que actúan en él. Más allá de las similitudes, existen diferencias entre países tanto en el contenido como en la aplicación de las reglas de juego establecidas. Estas diferencias pueden no ser significativas cuando se trata de intercambios fronterizos, incluidos los más relevantes, y se establecen criterios y condiciones claros para las transacciones, pero sí

lo son si se piensa en la integración progresiva de mercados, casos de la electricidad y del gas natural llevado por gasoductos y redes.

El establecimiento de una regulación compartida es uno de los componentes de los proyectos de interconexión/integración en países de la CAN y de Centroamérica, y en ese camino debería continuarse trabajando. La adecuación de las reglas de juego básicas para conferir sustentabilidad al proceso de integración en el largo plazo es un objetivo a lograr.

No obstante, la prioridad dada a la competencia y al mercado tanto en las reformas como en los proyectos regionales mencionados, obligan a preguntarse y a resolver sobre la validez y el alcance de los principios de mercado que sustentan las regulaciones y de su aplicación en el proceso de integración regional, cuando los objetivos de ésta plantean la mejora de las condiciones de vida de la población y su derecho ciudadano de acceso a la energía.

UNASUR propone avanzar en un esquema de integración regional de los países sudamericanos teniendo en cuenta las organizaciones sub-regionales. El objetivo es loable y ambicioso al mismo tiempo, y no es de fácil concreción; las experiencias de la CAN y del MERCOSUR dan cuenta de ello. Se hace necesario fortalecer los vínculos entre países al interior de éstas en conjunción con los objetivos que se fijen regionalmente. Esto implica un trabajo en cada sub-región y la convergencia en la región de manera progresiva y necesariamente armónica.

UNASUR se ha propuesto construir su institucionalidad, trabajo que estaría en curso, pero es conveniente alertar sobre el riesgo que se corre de estar generando una nueva experiencia de burocracia internacional cuyo devenir se vea restringido a formulaciones retóricas que en la práctica no se traducen en acciones que favorezcan la cooperación, el intercambio comercial, científico y tecnológico, en procura de mayores niveles de integración global y específicamente energética.

Se trata de establecer el contenido y marcar el rumbo de esa cooperación integradora a partir de la convergencia de decisiones de los Estados nacionales, de las sub-regiones y de la región. Es sin duda una decisión de fuerte contenido político, de la que deberán tomar parte los principales actores: la sociedad, el Estado y las empresas, tal como se ha planteado en UNASUR. Este aspecto es relevante porque hay una integración en curso y es la que realizan las principales empresas, con o sin apoyo explícito de los Estados nacionales y con frecuencia con el concurso de asesores avalados por los organismos financieros internacionales. Asesores que también han tenido activa participación en la modelación de la organización y reglamentación de los mercados energéticos en los últimos veinte años.

Para que un Estado tenga capacidad de decisión y formulación de políticas energéticas locales en consonancia con las sub-regionales y regionales, debe contar al me-

nos con capacidad para concebirlas, formularlas, evaluarlas y llevarlas adelante. Esto implica poder disponer de la organización, infraestructura y capacidad científica y tecnológica mínimas para tal fin. En no pocos países de Sudamérica la subsidiariedad del Estado significó la pérdida acentuada de esa capacidad propia de decisión, por lo que su restablecimiento eficiente parece indispensable para la solidez de la cooperación y la integración.

Conclusiones

1. Desde el campo energético, UNASUR es la expresión más reciente de un largo camino recorrido en América del Sur y en América Latina, con el objetivo último de mejorar las condiciones de vida de los pueblos de la región. Sin embargo, hoy la energía está puesta en el centro de la escena de la integración, en un período en el que se ha acentuado el diálogo entre países y asociaciones de países.
2. Los aprovechamientos conjuntos de recursos compartidos, básicamente hidroeléctricos, y las interconexiones eléctricas y de gas natural, expresan los acuerdos logrados. Se ha progresado en el intercambio comercial, en la solución de cuestiones técnicas que hacen a la operación conjunta, pero se está lejos de la posible integración de mercados.
3. Los estudios técnicos de complementariedad de sistemas eléctricos y su integración no son recientes, están en curso de una nueva actualización y su ampliación incluye la regulación y los aspectos operativos y comerciales de las posibles transacciones.
4. La cooperación destinada a países con emergencias energéticas ha estado activa en los últimos años, sea a través del intercambio por redes o de la puesta a disposición de combustibles para paliar los faltantes circunstanciales o estructurales de los sistemas energéticos locales.
5. Han proliferado los acuerdos de cooperación/complementación energética bilaterales relativos a las distintas fuentes de energía y a las tecnologías desarrolladas o en desarrollo. La búsqueda de alternativas energéticas es un planteamiento común, en particular en países con escasos recursos.
6. Los organismos regionales o sub-regionales dedicados específicamente a la energía han participado en esta evolución a lo largo de tres a cuatro décadas. Lo han hecho con mayor o menor éxito, adaptándose a los cambios que se fueron produciendo en América Latina y de los cuales han sido tributarios hasta el presente. En los últimos años, todos ellos han incorporado el tema de la integración en su agenda de trabajo y aspiran a intervenir activamente en su diseño y estructuración. Los foros sobre energía e integración se han multiplicado.

7. La incorporación de la integración energética en la agenda de las reuniones presidenciales y de ministros del área han favorecido la difusión de un conjunto de propuestas y proyectos energéticos, en distintos estados de maduración, que hacen a las necesidades individuales de los países pero también a la vinculación e intercambio entre países.
8. En el contexto de las negociaciones para establecer un Espacio de Libre Comercio, también se han extendido los acuerdos bilaterales y entre la CAN y el MERCOSUR. Sin embargo, las cinco décadas de intentos por consolidar ese espacio común evidencian las dificultades inherentes a la viabilidad de los procesos de alcance regional o sub-regional.
9. La articulación de los sistemas energéticos entre países, en el ámbito de las sub-regiones y de la región, es un objetivo de la integración que está en proceso de elaboración. Si bien se han logrado avances, hay factores que han limitado las posibilidades de mayor convergencia. Las conocidas asimetrías entre países, las internas propias de cada país, el predominio de los intereses nacionales sobre los de conjunto, la reiterada inestabilidad política, los cambios en las políticas económicas y energéticas en un mismo país, son algunos de los factores que dan complejidad al proyecto de integración. La relación con EEUU y, consecuentemente, con otros países del mundo, es un elemento que pesa en la posibilidad de convergencia en las decisiones de integración.
10. No obstante lo anterior, es posible dar continuidad a la integración física y comercial en el ámbito de la energía, donde cada área tiene sus particularidades. Los acuerdos entre países pueden concretarse sobre la base de reglas de juego transparentes y de plazos acorde con los requerimientos específicos de los compromisos. En este contexto no es indispensable la armonización plena de los marcos jurídicos y de las normas regulatorias internas.
11. UNASUR, por decisión propia, está frente al desafío de concretar las bases para definir la Estrategia Energética Sudamericana, el Plan de Acción, y el Tratado Energético de Sudamérica; esto es, establecer el contenido de la integración energética y marcar el rumbo a seguir. Los principios ya fueron formulados, sería importante completarlos, clarificar contenidos e instrumentar acciones concretas, no sólo en términos de la energía, sino de la integración amplia de los países de la región.
12. En ese camino, sin ser exhaustivos, resulta relevante:
 - Compatibilizar las políticas nacionales con las regionales y extra-regionales.
 - Reconstruir la institucionalidad, integrando los organismos regionales.
 - Relevancia de los sistemas energéticos nacionales con una perspectiva de integración regional sistémica, estableciendo bases y criterios de análisis comunes.
 - Procurar la armonización de las regulaciones.

- Evaluar los recursos, certificar las reservas y precisar sus características.
- Desarrollar la prospectiva y la planificación desde la integración energética.
- Definir carteras de proyectos prioritarios jerarquizados.
- Seleccionar proyectos con criterios integrales, desde el uso de los recursos al repago de los financiamientos.
- Concebir mecanismos de financiamiento ad hoc.
- Profundizar los estudios de impacto ambiental y los costos de mitigación.

Bibliografía

- Ajila M., Víctor Hugo y Byron Chilibingua, M. (2007) Análisis de Legislación sobre Biocombustibles en América Latina. OLADE. Quito, Ecuador.
- ALADI-Asociación Latinoamericana de Integración (2006) Banuet, José R. Una visión sobre la integración energética regional. México, 2006. www.olade.org/fier/Documents/PDF-31.pdf
- ALADI-Asociación Latinoamericana de Integración (2004) "Bases de un programa para la conformación progresiva de un espacio de libre comercio en la ALADI en la perspectiva de alcanzar el objetivo previsto en el Tratado de Montevideo 1980". Montevideo, 2004. ALADI/CM/Resolución 59 (XIII), 18 de octubre de 2004: www.iadb.org/INT/commerce/peru/acuerdos/ALADI/ALADI-Res59.pdf.
- ALADI-Asociación Latinoamericana de Integración, Portal de Internet: www.aladi.org.
- ARPEL-Asociación Regional e Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica en el Caribe Portal de Internet <http://www.arpel.org/ex/>
- CAMMESA-Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2006) "Argentina y su vinculación energética con países vecinos". Presentación de Julio Bragulat en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE, México, 2006.
- CEPAL-Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2006) Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico (Datos actualizados a 2005). Publicación anual elaborada por la Sede Sub-regional en México de la CEPAL: www.cepal.org.mx/LC/MEX/L.747. Septiembre de 2006.
- CIER-Comisión de Integración Energética Regional: www.cier.org.uy.
- Del Río, Mario (2006) "Importaciones de GNL a Chile". Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE, México, 2006.
- Del Solar, Carlos (2006) "Perú LNG", Hunt Oil Company of Peru. Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE, México, 2006.
- FAO-CEPAL (2007) "Oportunidades y riesgos del uso de la bioenergía para la seguridad alimentaria en América Latina y el Caribe", en: <http://www.rlc.fao.org/prior/segalim/bioenergia.htm>.

- FIER-Foro de Integración Energética Regional (2006)/OLADE, México, 2006. Presentaciones en: www.olade.org.ec/fier/presentaciones2006.php
- Flórez Piedrahita, Carlos (2006) "Colombia en el contexto de la integración energética regional". Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética-Upme. Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE, México, 2006.
- González Cruz, Diego (2007) El gas venezolano como factor de integración regional. ILDIS, Caracas.
- Kozulj, Roberto (2004) "La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de integración de mercados". CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile.
- Kozulj, Roberto (2006) "La integración gasífera latinoamericana: una prospectiva cargada de incertidumbres", en Nueva Sociedad n°204, Buenos Aires.
- Mayorga Alba, Eleodoro (2006) La integración energética. Importancia de los marcos jurídicos. Banco Mundial.
- MME-Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia (2006) Presentación de Hernán Martínez Torres, Ministro de Minas y Energía, en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE, México, 2006.
- OLADE-Organización Latinoamericana de Energía (2005) Informe de Estadísticas Energéticas: <http://www.olade.org.ec/>.
- OLADE (2006) Foro de Integración Energética Regional (FIER), México.
- Ortiz Sotelo, César (2006) Visión de la empresas públicas y privadas de gas y electricidad. Vicepresidente Business Development Suez Energy International Perú. Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE.
- Pereira Zimmermann, Marcio (2006) "Perspectivas de integración eléctrica con los países vecinos". Ministerio de Minas y Energía de Brasil. Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE.
- PIEM-Programa de Integración Energética Mesoamericano: Belice-Colombia-Costa Rica-El Salvador-Guatemala-Honduras-México-Nicaragua-Panamá-República Dominicana. Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE.
- Realpozo del Castillo, Pablo (2006) "Perspectivas de interconexión México-Centroamérica-Colombia", CFE, División Internacional. Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE.
- Ríos Roca, Álvaro (2006) "Estudio de prospectiva energética de América Latina y el Caribe al 2018 y beneficios de la integración". Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE: www.olade.org.ec/FIER/Documents/PDF-60.pdf.
- Ross, Maxim (2007) Una perspectiva de las relaciones económicas entre Estados Unidos y Venezuela. ILDIS, Caracas.
- Schenone, Carlos R. y Cáceres, Eliodoro R. (2006) Mercado Común del Sur. Estructura y resoluciones, desde su creación, 1991-2005, Montevideo.

Zoeger, Rafael (2006) "Natural Gas Interconnects and Power Generation Projects", BPZ Energy Inc. Presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER)/OLADE.

Desde la revolución industrial de finales del siglo XVIII y comienzos del XIX la energía ha dejado de ser generada por la fuerza humana, animal, eólica o el carbón vegetal, para ser generada por el carbón mineral primero y ahora, mayormente, por el petróleo y el gas natural. Esto significa que la energía ha dejado de estar basada en fuentes renovables y ha pasado a depender de fuentes no renovables. Así mismo, la sociedad industrial moderna y aún más la pos-industrial necesitan cada vez mayores fuentes de energía. El sistema capitalista sólo puede existir a condición de crecer constantemente lo que ha llevado a una lucha entre las diferentes potencias por asegurarse las fuentes de energía que les permitan dicho crecimiento. Un país moderno, sin la posibilidad de tener acceso a fuentes de energía, corre el peligro de dejar de existir. Ejemplos sobre el enfrentamiento por la energía tenemos antiguos y modernos. En 1941, Japón atacó a Estados Unidos en Pearl Harbor cuando este último le cortó el suministro de petróleo como consecuencia de la intervención japonesa en China. Para Japón esto significaba una paralización de nueve meses de su aparato industrial y su fuerza armada por consiguiente tenía que buscar una fuente alternativa: el petróleo de la Indias Orientales Holandesas. Como una intervención allí lo llevaría a la guerra con Estados Unidos, en vez de esperar pasivamente decidió atacar primero.

Hoy en día las cosas no han cambiado mucho. En enero de 1980, luego de la invasión soviética de Afganistán y la revolución del Ayatolá Jomeini en Irán, el presidente norteamericano James Carter anunció que cualquier acción destinada a obstruir el flujo de petróleo del Golfo Pérsico sería considerada como un "ataque a los intereses vitales de Estados Unidos de América" el cual sería "repelido por todos los medios necesarios, incluida la fuerza militar" (Ruiz-Caro, 2006, p. 11). Así mismo, en 1997, el presidente Clinton afirmó que el acceso al petróleo de la región del Mar Caspio era un asunto de seguridad nacional para Estados Unidos por el gran potencial de reservas de hidrocarburos existentes (ibíd., p. 12). Finalmente, para muchos analistas, la razón última de la intervención norteamericana en Irak es que ese país es uno de los principales productores de petróleo del mundo.

Queda en claro que seguridad energética significa garantizar las fuentes energéticas a precios que permitan un adecuado crecimiento de la economía. Esto se puede hacer mediante la cooperación o el conflicto. La cooperación será factible en la medida en que el recurso energético sea abundante. El conflicto, en cambio, se irá acentuando

conforme el recurso se vaya haciendo más escaso. Esto último es precisamente lo que está pasando hoy en día en el planeta.

En los últimos años, por cada 2,5 barriles que se consumen se descubre solamente uno y a partir del año 2004, por cada 5 barriles consumidos se descubre uno (FES, 2006, p. 11). Respecto al futuro de las reservas petroleras en el mundo se llegaría al cenit de la producción mundial entre 2008 y 2012. Las cifras más optimistas señalan que se llegaría a la cúpula de la campana para el año 2030 (Schuldt y Acosta, 2006, p. 84).

Desde 2002 –sobre todo desde 2003– la era del petróleo barato aparentemente ha terminado. En 2003 China dejó de ser un país exportador de petróleo para convertirse en importador. Hoy día China es el segundo consumidor de petróleo del mundo después de Estados Unidos (Sohr, 2006, p. 157). La creciente demanda de crudo de parte de China e India así como de otros países emergentes de Asia y la alta conflictividad del Medio Oriente ha elevado los precios, a lo que se suma lo ya mencionado acerca de que los descubrimientos de nuevos yacimientos petroleros a escala mundial es decreciente (Kosulj, 2006, p. 107).

A comienzos de la década de los setenta ya se había predicho que la energía fósil se acabaría. Al respecto, el conocido Club de Roma publicó el célebre trabajo *Los límites del crecimiento* (1972). Sin embargo, los grandes pozos petroleros del mundo fueron descubiertos después de la aparición de ese estudio. En la década de los noventa los planteamientos del neoliberalismo llevaron a la idea de un crecimiento ilimitado basado en la tecnología. Hoy en día, sin embargo, más de 30 años después, volvemos a preocuparnos por el tema del agotamiento de la energía fósil (Honty, 2006, pp. 119-122).

El consumo de petróleo se ha incrementado de manera notable y seguirá incrementándose. En 1973 el consumo era de 2.753 millones de barriles y en 2004 llegó a 3.767 millones. Actualmente se augura un crecimiento del consumo energético de 50% en los próximos 15 años. La extracción diaria de petróleo es de unos 75 millones de barriles y se espera que la demanda se incremente 2% por año, por lo que para el año 2020 se necesitarán unos 100 millones de barriles diarios. Esto requiere de nuevas reservas, pero hace más de veinte años que no se encuentran nuevas reservas importantes a pesar de los esfuerzos de exploración. El 80% del petróleo que hoy se consume en el mundo proviene de pozos descubiertos en los años setenta que están llegando ya a su máximo de extracción diaria. En cuanto al gas natural y el carbón, las reservas alcanzarán para extender por unos años más el consumo: diez años para el gas mientras que en muchos usos el carbón no sirve como sustituto del petróleo y genera problemas ambientales (Honty, 2006, pp. 122.123).

La seguridad energética es hoy en día un tema fundamental. Se requiere buscar energías alternativas a las fósiles y mientras esto sucede los países compiten o entran en

conflicto por asegurarse sus respectivas fuentes de energía. ¿Es la situación de América Latina diferente en algo a la del común de los países del planeta?

La situación energética en América del Sur

En el tema de energía América Latina tiene una ventaja frente a los otros países del globo que se debe considerar. Es una gran zona productora de energía fósil y en teoría sería capaz de autoabastecerse durante un importante número de años, además de exportar una cantidad apreciable de ésta. La región es inmensamente rica en reservas de petróleo, gas natural, carbón mineral y potenciales hidroeléctricos. Sin embargo, es baja su capacidad instalada para producción de electricidad dado que es bajo su consumo de electricidad debido a la pobreza en la que se encuentra sumida la mayoría de la población (Zanoni, 2006, p. 177). Pero no es un asunto sólo de pobreza, sino principalmente de mala distribución de la riqueza. Durante casi una década la región se ha mantenido como la de mayor desigualdad en la distribución del ingreso (Cardozo, 2006, p. 137).

Se plantea que el gas y el petróleo de América Latina pueden alcanzar para 40 años, pero estos son cálculos conservadores. Venezuela posee reservas únicamente inferiores a las de Arabia Saudita (Linkhor, 2006, p. 100).

Venezuela tiene reservas de crudos convencionales de 80.000 millones de barriles, es decir el 6,8% de las reservas mundiales probadas, ocupando el sexto lugar en el ranking mundial. Si se tomaran en cuenta los crudos ultrapesados la cifra se elevaría a 270.000 millones de barriles, lo que haría de Venezuela el país con mayores reservas del mundo, por encima de Arabia Saudita. Sin embargo, esto último es engañoso, ya que la explotación de los crudos pesados es difícil, necesita de mayores inversiones que maduran lentamente, tienen baja rentabilidad y requieren de refinerías especiales ya que ese crudo pesado no puede ser procesado en refinerías convencionales (Malamud, 2007, pp. 13-14).

Las propuestas de integración energética

Los intereses enfrentados

Dos proyectos políticos

La razón por la cual existen intereses encontrados en el tema de energía en América del Sur no está basada únicamente en los diferentes intereses nacionales de los res-

pectivos países, sino también en una diferencia ideológica que ha dividido a estos países en los últimos años. Claramente se puede ver en la región dos proyectos de desarrollo diferentes y antagónicos. Uno basado en la economía de mercado y el otro en el Estado gestor. En el primer caso están Chile, Colombia y Perú; en el segundo están claramente Venezuela y Bolivia, y fuera de la región Cuba y Nicaragua. Argentina, Brasil y Uruguay se mantienen en una situación intermedia.

El gran impulsor de la economía de mercado y la democracia representativa es Estados Unidos. Con base en esta idea es que en la Cumbre de las Américas realizada en Miami en 1994 se planteó la creación del Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) que incluiría a todos los países del hemisferio excepto Cuba. Sus principios rectores eran la economía de mercado y la democracia representativa. Dicha área de libre comercio debería estar conformada para el año 2005. El ALCA tenía un capítulo energético, la Integración Energética Hemisférica (IEH), que planteaba la apertura de mercados y la transformación de Estados productores en el tema energético a Estados normadores, fiscalizadores y reguladores, dejando la producción en manos de la empresa privada. Sin embargo, para noviembre de 2005, en la Cumbre de las Américas de Mar del Plata, quedó en claro que el ALCA había fracasado. Muchos países pensaban que el libre comercio con Estados Unidos podía ser para su economía más dañino que beneficioso. Además, daba la coincidencia de que en Argentina, Brasil, Uruguay y Venezuela gobernaban políticos de centroizquierda o de izquierda, quienes tenían serias dudas respecto a los beneficios del ALCA. Es así como en esa reunión un grupo de países –entre los que se encontraban Brasil, Argentina, Uruguay, Paraguay (el MERCOSUR completo) más Venezuela– señaló que “no están dadas las condiciones necesarias para lograr un acuerdo de libre comercio equilibrado y equitativo”.

En paralelo al ALCA algunos países interesados en el libre comercio buscaron activamente firmar Tratados de Libre Comercio (TLC) con Estados Unidos sin esperar la concreción del ALCA. Primero fue Chile en 2003, luego, en diciembre de ese mismo año El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua, un mes después Costa Rica y posteriormente República Dominicana. En 2004 Colombia y Perú iniciaron negociaciones con Estados Unidos para alcanzar un TLC. Esto último trajo como consecuencia la salida de Venezuela de la CAN, porque entendía que esta organización de integración no tenía ya razón de ser si dos de sus miembros tenían un TLC con Estados Unidos. La idea original de la CAN había sido ofrecer un frente económico conjunto de los cinco países andinos hacia el exterior, lo que se rompía con los acuerdos de TLC. En esas circunstancias de fracaso del ALCA y de avances de ciertos países por firmar TLC bilaterales con Estados Unidos el presidente venezolano Hugo Chávez lanzó la iniciativa de un nuevo grupo de integración denominado ALBA (Alternativa Bolivariana de las Américas), que excluye a Estados Unidos y Canadá y que pone el énfasis no en la empresa privada sino en el Esta-

do gestor en la economía. Dentro de este nuevo proceso de integración, PetroAmérica y sus tres variantes (PetroCaribe, PetroSur y PetroAndina) han sido señaladas como elementos centrales de la integración en el campo energético, y es donde más facilidades tiene el ALBA para funcionar en el marco de Estados gestores. La industria petrolera es una de las pocas donde la corriente privatizadora no llegó a calar enteramente: en parte porque los Estados consideran el petróleo y el gas materias primas estratégicas, en parte porque las Constituciones de algunos países señalan que esta actividad debe estar reservada para el Estado (como en México y Venezuela), lo cierto es que la mayoría de las grandes empresas petroleras latinoamericanas están todavía en manos del Estado. Esto hace que sea factible el planteamiento venezolano de acuerdos entre Estados a través de sus respectivas empresas petroleras estatales. Sin embargo, hasta el momento, sólo Cuba y Bolivia son parte integrante de este acuerdo (Mayobre, 2006, pp. 164-167) fraguado expresamente como alternativa a la iniciativa norteamericana del ALCA.

Lo tradicional en la región fue que la energía estuviera en manos de los Estados, debido a que ésta era considerada un recurso estratégico. No obstante, hacia la década de los ochenta los denominados "Chicago Boys" introdujeron planteamientos económicos neoliberales, primero en Chile y luego en otros países. En este sentido, la banca multilateral de desarrollo cambió su estrategia de financiamiento y comenzó a orientarla hacia el sector privado. El financiamiento llegó entonces con algunos condicionantes: favorecer la inversión privada en energía, fomentar la libre competencia, instaurar nuevos marcos regulatorios para la energía y promover la integración energética. En el marco de esta nueva visión las empresas estatales y los recursos energéticos comenzaron a ser privatizados y las grandes transnacionales de la energía pasaron a ocupar los recursos que antes se consideraban "estratégicos". En muchos casos se pasó del monopolio estatal de la energía a un monopolio privado; en otros, el cambio sirvió para enriquecer a ciertos sectores políticos (Honty, op. cit., pp. 123-124).

Las diferencias ideológicas entre las posiciones neoliberales del ALCA y las estatistas del ALBA no serían tan graves a no ser por la insistencia del presidente venezolano Hugo Chávez de inmiscuirse de diferentes maneras en la vida política y en los asuntos internos de sus vecinos. Está claro para todos el apoyo que Chávez brindó en las elecciones peruanas, bolivianas, ecuatorianas, mexicanas y nicaragüenses a candidatos de su simpatía. Allí donde sus candidatos triunfaron esto le dio aliados importantes –como en el caso de Evo Morales, Correa y Ortega– pero allí donde fracasó, vale decir en los casos de Perú y México, las relaciones con esos países han quedado seriamente dañadas.

Pero el intervencionismo venezolano no se ha limitado al tema electoral. Venezuela financia en diferentes países de la región los llamados círculos bolivarianos que juegan un rol de divulgación ideológica de la llamada revolución bolivariana y de

apoyo a actividades de grupos anti sistema que en la práctica llevan a cabo una labor de desestabilización interna en los países donde actúan (Manwaring, 2005).

Por último está la Coordinadora Continental Bolivariana, fundada en 2004 y que supuestamente coordina los diferentes grupos revolucionarios en América Latina y organiza reuniones internacionales como la llevada a cabo en octubre de 2006 en Chile, denominada "Proyecciones de la Lucha Revolucionaria en América Latina", a la cual asistieron representantes del MRTA peruano, grupo que en ese país es considerado terrorista. Algunos de los presidentes honorarios de la Coordinadora son Víctor Polay del MRTA peruano –quien se encuentra purgando prisión en ese país por terrorismo–, Manuel Marulanda de las FARC-EP que es también considerado un terrorista en Colombia y el Frente Patriótico Manuel Rodríguez de Chile, otro grupo considerado terrorista en su país de origen.

De más está decir que todas estas actividades en los asuntos internos de sus vecinos de la región son realizadas con dinero proveniente del petróleo venezolano. De más está decir también que, con tales antecedentes, cualquier iniciativa energética que venga de Venezuela es tomada con pinzas por algunos de sus vecinos.

El hegemonismo energético venezolano

El petróleo como herramienta de política exterior

Venezuela ha estado usando el tema energético como una herramienta de su política exterior. En este sentido, ha llevado a cabo cuatro acciones principales: ha apoyado con petróleo barato a los países del Caribe y Centroamérica con el fin de ganar sus votos en la OEA; ha apoyado a los sectores pobres de Estados Unidos con el fin de desprestigiar al gobierno norteamericano de Bush; ha apoyado la nacionalización del petróleo en Bolivia con dinero y con técnicos venezolanos, y ha lanzado la iniciativa de PetroAmérica de la cual forma parte el proyecto del Gran Gasoducto del Sur.

Venezuela se reserva para sí misma el papel de gran suministrador de energía, no sólo con sus propios recursos sino con los recursos que pueda controlar vía acuerdos como el ALBA con Bolivia. En ese sentido, se coloca en el centro de una rueda cuyos radios lo vinculan a los beneficiarios. Esto genera dependencias energéticas en unos casos y financieras en otros, y que en algunos casos dejan al descubierto la intención de utilizar la energía como instrumento de presión para impulsar un proyecto político que busca expandirse por toda la región (Cardozo, op. cit., p. 147).

El petróleo venezolano en Centroamérica y el Caribe

El 19 de octubre de 2000, los Jefes de Estado y de gobierno de diez países de América Central y el Caribe suscribieron el Acuerdo de Cooperación Energética de Ca-

racas que es en realidad una serie de acuerdos bilaterales de Venezuela con cada uno de los siguientes países: República Dominicana, Guatemala, Costa Rica, Panamá, El Salvador, Jamaica, Haití, Honduras, Nicaragua, Barbados y Belice. En los acuerdos se establece la venta de crudo o productos refinados sobre la base de un pago con quince años de plazo para la amortización del capital, un período de gracia de hasta un año para el pago del capital y una tasa de interés anual de 2%. La mayoría de los países firmantes dependen casi exclusivamente de sus exportaciones de productos agrícolas, cuyos precios se encuentran deprimidos, tienen altas tasas de desempleo o elevadas deudas externas (Ruiz-Caro, op. cit., p. 46).

El suministro diario de crudo que Venezuela proporciona a estos países se da de acuerdo a lo que muestra el cuadro 1.

Cuadro 1

Suministro diario de crudo de Venezuela según Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas

Países	Cantidad de barriles
República Dominicana	20.000
Guatemala	10.000
Costa Rica	8.000
Panamá	8.000
El Salvador	8.000
Jamaica	7.400
Haití	6.500
Honduras	5.000
Nicaragua	4.900
Barbados	1.600
Belice	600

Fuente: www.PDVSA.com

En virtud de este proyecto República Dominicana, por ejemplo, está ahorrando unos 240 millones de euros anuales. No todos ven con buenos ojos esta iniciativa venezolana. México y Colombia lo ven como una provocación, razón por la cual los presidentes de ambos países anunciaron la construcción de una refinería en América Central para reducir los costos del combustible en la región que se espera procese 360.000 barriles diarios de petróleo, 70% del cual provendría de México. Su construcción costará unos 6.000 millones de dólares (Linkohr, op. cit., p. 95).

Un antecedente de este acuerdo fue el Pacto de San José firmado en 1980, mediante el cual Venezuela y México suministran 160 mil barriles diarios a precios pre-

ferenciales a la misma región. Dicho pacto está en vigencia; el Acuerdo de Caracas no lo suprime, sino que lo complementa (ibíd., p. 46): Caracas actúa con independencia de México y amplía el suministro de petróleo a la zona, con lo cual incrementa su influencia en ella.

Así mismo, Venezuela ha utilizado su petróleo para apoyar a políticos afines en determinados países. Por ejemplo, Chávez, ha suministrado energía a ciudades gobernadas por la izquierda en El Salvador y Nicaragua (Linkohr, op. cit., p. 95), y apoyo económico a los presidentes regionales de Puno e Iquitos en Perú.

PDVSA en Bolivia y Ecuador

Venezuela concentra más del 66% de las reservas latinoamericanas de gas y Bolivia posee 13% (Kosulj, op. cit., p. 114). La presencia técnica de PDVSA en YPF y la alianza política entre Venezuela y Bolivia —que Venezuela lidera— le da a esta coalición el manejo de casi el 80% de las reservas de gas natural de América Latina. En Bolivia la presencia de PDVSA ha ido en aumento. Técnicos venezolanos han participado en el proceso de nacionalización de hidrocarburos que se inició con la firma por Evo Morales del Decreto Supremo del 1º de mayo de 2006. En agosto de 2007 quedó claro que PDVSA invertiría en Bolivia en asociación con la compañía estatal boliviana YPFB (Malamud, op. cit., pp. 12-13).

Tras la nacionalización esta era la única posibilidad que le quedaba a Bolivia para conseguir inversiones en hidrocarburos, ya que no era factible esperar inversiones de las empresas privadas que hasta la nacionalización funcionaban en Bolivia. Empresas entre las que se encontraban la hispano-argentina Repsol, la brasileña Petrobras, la británica British Gas, la francesa TotalFinaElf y la norteamericana Vintage.

Ecuador es otro país en el que la presencia de PDVSA se hace sentir tras la llegada al poder del presidente Rafael Correa. Chávez y Correa firmaron una serie de convenios que regulan la presencia de PDVSA en ese país, específicamente en el desarrollo del campo petrolero Ishpingo-Tambococha-Tiputini, con reservas de 1.000 millones de barriles. Su exploración ha dado lugar a la protesta de los ecologistas porque se encuentra dentro del Parque Nacional Yasuní por lo que Ecuador ha planteado no explotar estas reservas a cambio de recibir 350 millones de dólares anuales. En el caso de Paraguay, PDVSA proyecta invertir 600 millones de dólares en Petropar para construir una refinería (Malamud, op. cit., p. 13).

Trece refinerías

Si se lleva a cabo todo lo planeado por Venezuela respecto a la producción de petróleo de la faja del Orinoco se necesitarían no menos de trece refinerías para poder procesar el crudo proveniente de esa fuente. Por eso planea construir una mega

refinería en Manabí para exportar petróleo a China, una en Pernambuco (Brasil) con capacidad para 200.000 barriles diarios, otra en Paraguay con capacidad para 40.000 barriles diarios, y otra en Nicaragua con capacidad de 150.000 barriles diarios. Este último proyecto compite con uno similar de México (PEMEX) que desea construir una refinería en América Central (Malamud, op. cit., p. 14). Venezuela también financiará la modernización de la refinería de Cienfuegos en Cuba a un costo entre 635 millones y 780 millones de dólares. En la actualidad casi todo el petróleo que se procesa en esta refinería es venezolano y abastece a Cuba y parte de Centroamérica (Linkohr, op. cit., pp. 95-96).

PetroAmérica

PetroAmérica es el gran proyecto de integración energética de Chávez. Está compuesto a su vez por tres subproyectos, cada uno de gran magnitud, de alcance sub-regional y con características propias: PetroCaribe, PetroSur y PetroAndina (Linkohr, op. cit., pp. 159-160). Según el Ministerio de Relaciones Exteriores de Venezuela PetroAmérica es un "proyecto de creación de una empresa multinacional que estaría conformada por el conjunto de empresas estatales de la región, destinada a atender proyectos de inversión que promuevan la integración energética a la vez que garanticen el incremento del valor agregado del petróleo crudo y gas, con la producción de subproductos petroquímicos necesarios para impulsar el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe" (Linkohr, op. cit., pp. 159-160). PetroAmérica, como señaláramos está conformada por tres mecanismos de alcance sub-regional en los que Venezuela ocupa siempre el lugar central: PetroCaribe, conformado por los países insulares del Caribe (con excepción de Trinidad y Tobago y Barbados), Guyana y Surinam; PetroSur que, además de Venezuela incluye Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay, es decir los miembros del MERCOSUR, y PetroAndina, que incluye a los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) además de Venezuela (Linkohr, op. cit., p. 160). Se plantea la posibilidad de establecer un mecanismo similar con los países de Centroamérica. Es significativa la ausencia de México de todo este esquema, país que es visto como un competidor de Venezuela. México forma parte del NAFTA con Estados Unidos (el gran enemigo de Chávez) y Canadá. Su gobierno, primero con Vicente Fox y ahora con Felipe Calderón, está en las antípodas ideológicas de Chávez que en las últimas elecciones apoyaba abiertamente la candidatura de López Obrador. México es además un competidor por la influencia sobre Centroamérica y el Caribe. De hecho Venezuela y México compartían esta influencia vía el Pacto de San José de 1980 por el cual ambos países proveían de petróleo a precios especiales a Centroamérica. El nuevo acuerdo de Caracas con el cual Venezuela provee petróleo a Centroamérica es una forma de incrementar la influencia venezolana en la región centroamericana con independencia de México. También el

retiro de Venezuela del G-3, que conformaba junto con México y Colombia, hace que la cooperación con México sea menos probable. En noviembre de 2005 el presidente mexicano Vicente Fox anunció que su país establecería una refinería con capacidad para 250.000 barriles diarios a un costo de 3.200 millones de dólares e instalaciones gasíferas (Linkohr, op. cit., p. 160). Para algunos esta es una manera de enfrentar la presencia venezolana en Centroamérica.

De los tres grandes proyectos PetroCaribe es una realidad. Fue creada el 29 de junio de 2005 y mediante este mecanismo se ha incrementado la cantidad de petróleo venezolano que se entrega a precios subvencionados a catorce países del Caribe. PetroSur, en cambio, es todavía un proyecto con grandes dificultades para implementarse. Por ahora tiene como resultado la construcción de la refinería de Pernambuco para el tratamiento de petróleos pesados en la que participan a partes iguales PDVSA y Petrobras. Además está la participación de PDVSA en dos refinerías en Uruguay y Argentina con la finalidad de modernizarlas. Sin embargo, estas son acciones pequeñas si tomamos en cuenta la escala en la que acostumbra a moverse PDVSA. De otro lado, PetroAndina ha visto reducido su ámbito de acción debido al retiro de Venezuela de la CAN, anunciado en abril de 2006. PetroAndina se ha convertido en una empresa que constituye una alianza estratégica entre PDVSA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), lo que si bien no responde al esquema inicial que iba a abarcar todos los países andinos, tampoco es poca cosa ya que esta alianza le permite a PDVSA ejercer un cierto nivel de control sobre el gas boliviano que, después del venezolano, es la más grande reserva de gas de la región sudamericana.

Los proyectos de integración energética venezolanos están basados en empresas estatales. Esta es la gran diferencia del proyecto de Chávez respecto de la visión que al respecto tienen otros países de la región, que descansan más en la acción de las empresas privadas. Esto no debería ser un problema dado que la mayor parte de las empresas petroleras latinoamericanas son estatales. Sin embargo, el hecho de estar PetroAmérica dentro del marco del ALBA crea problemas políticos serios a ciertos países para participar. El ALBA no sólo es una opción económica, sino sobre todo una opción política. Implica un rechazo del ALCA, un rechazo de los TLC y supone una confrontación con la política norteamericana que muchos países no quisieran tener. Esto hace que queden automáticamente al margen del ALBA países como México, Colombia, Perú y Chile, además de toda Centroamérica. Incluso en el caso de Brasil, Petrobras tiene capitales mixtos, estatales y privados lo que podría suponer algún problema para la participación en una propuesta de integración basada en empresas estatales. De hecho, ya ha habido una declaración de Bolivia en mayo de 2006 señalando que no participaría en el proyecto del Gasoducto del Sur mientras la mayoría de acciones de Petrobras fuera privada (Mayobre, op. cit. pp. 171-175).

El hecho de que PetroAmérica implique una opción política crea problemas adicionales por dos razones. Un esquema como el planteado tiene un tiempo de maduración en el muy largo plazo. Sin embargo en el largo plazo es factible que las tendencias políticas en los países involucrados terminen variando, con lo cual la orientación cambiará y una integración sobre bases políticas quedará interrumpida. De alguna manera eso es precisamente lo que le sucedió al ALCA cuando fueron elegidos en diferentes países latinoamericanos gobiernos de centro izquierda o de izquierda que se oponían a planteamientos económicos basados en el Consenso de Washington.

En el marco de PetroSur, uno de los grandes proyectos de Chávez es el denominado Gran Gasoducto del Sur. En diciembre de 2005, durante la vigésimo novena cumbre presidencial del MERCOSUR que permitió el ingreso de Venezuela como miembro pleno de ese organismo, los presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela firmaron un memorandum de entendimiento que daba inicio a los estudios de factibilidad para la construcción de un gasoducto que interconectaría los yacimientos de gas de Venezuela con los principales centros de consumo de gas de Brasil y Argentina. El gasoducto uniría Puerto Ordaz en Venezuela, con Manaos en Brasil y Buenos Aires en Argentina (Ruiz-Caro, op. cit., p. 44). Se trata de un ducto de 9.000 kilómetros de extensión con un costo estimado de alrededor de 25.000 millones de dólares para abastecer a Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay. Esta es la obra más grande que jamás se haya intentado en el rubro. El oleoducto más largo de Europa que va del Mar Caspio al Mediterráneo tiene sólo 1.700 kilómetros de largo y tardó diez años en construirse (Malamud, op. cit., p. 16-19).

El proyecto del Gran Gasoducto del Sur ha recibido, sin embargo, serias observaciones de parte de varios analistas. Se considera que no es rentable transportar gas a una distancia mayor de 4.000 kilómetros, cuando el gasoducto propuesto por Chávez tiene más del doble de esa distancia. Frente a esa dificultad, como las pérdidas de presión son muy altas, es preferible transportar el gas en forma de gas natural licuado (GNL) por vía marítima y regasificarlo en los terminales. De otro lado, se señala que el gas venezolano está asociado con el petróleo, lo que significa que sólo se puede sacar extrayendo el petróleo. Considerando que Venezuela es miembro de la OPEP y que esta organización fija su cuota de extracción petrolera, se preguntan cómo va a hacer Venezuela para abastecer de gas al Cono Sur sin sobrepasar las cuotas de extracción fijadas por la OPEP (Honty, op. cit., p. 127-128).

Paraguay y Uruguay se han sentido marginados del proyecto del cual originalmente eran parte. Esto llevó a los presidentes de Uruguay, Paraguay y Bolivia a resucitar el viejo proyecto del UruPaBol que respondía a la idea de construir un gasoducto que partiendo de la región gasífera de Tarija en Bolivia se prolongara hacia La Asunción y Montevideo. Es más, el presidente uruguayo Tabaré Vázquez solicitó que el gasoducto

no pasara por Argentina en atención al conflicto que mantiene Montevideo con Buenos Aires por la instalación de plantas de celulosa sobre el río Uruguay (ibíd., p. 128).

Las capacidades de PDVSA

Hugo Chávez cuenta con el dinero del petróleo que genera PDVSA para utilizarlo como herramienta de su política exterior, vale decir para apoyar regímenes ideológicamente similares, para tener presencia en determinados países, para financiar políticos aliados en otros, para apoyar las actividades de grupos afines y para expandir la influencia de su régimen en la región. Sin embargo, PDVSA ha sufrido como resultado de la injerencia política del propio Chávez en su administración, lo que pone en riesgo el instrumento que Chávez necesita para ensayar su hegemonismo en la región.

La injerencia de Chávez en la administración de PDVSA se ha hecho sentir en los nombramientos de la capa gerencial de la empresa y en su influencia en la administración. Ramón Espinasa, en un estudio sobre el tema, señala: "PDVSA simplemente dejó de manejarse como una sociedad anónima regida por el Código de Comercio, y las decisiones de toda índole, desde las comerciales hasta las gerenciales y administrativas, se tomaron en función de la política del gobierno" (Espinasa, 2006, p. 55). Espinasa señala que desde 1999 la prioridad en el destino del ingreso petrolero es financiar el gasto de gobierno, aun a expensas de las inversiones y de la producción de PDVSA.

Esto trajo como consecuencia una menor inversión en PDVSA lo que se traduce en una menor actividad y, por lo tanto, en una menor producción. Ya en 1999 los recursos de la empresa estatal eran recortados para dedicarlos al gasto corriente lo que condujo a un enfrentamiento entre el Ejecutivo y la gerencia de PDVSA que terminó en la renuncia o remoción de sus cargos de la mitad del personal, incluida casi la totalidad de la gerencia profesional. La estructura gerencial, con la pérdida de conocimiento que ello implica, fue destruida –fueron despedidas al menos 17.000 personas que ejercían cargos en muchos casos gerenciales y operativos de mucha especialización–. Rehacer esta estructura, en caso de que fuera posible, llevará decenas de años (Espinasa, op. cit., p. 56).

A pesar de las dificultades que atravesaba PDVSA como consecuencia de la injerencia política en su manejo, ésta quedó a cargo de la gerencia y las operaciones que antes llevaban a cabo empresas privadas, ya que el gobierno de Venezuela tomó el control de la industria petrolera con la Ley de Hidrocarburos Líquidos en 2001, mediante la cual transforma los convenios operacionales en empresas mixtas conformadas por PDVSA y empresas privadas. Se dio la situación entonces de que PDVSA, que no podía restablecer la producción en sus propias áreas, quedó a cargo de la gerencia y operaciones de las nuevas compañías por el hecho de tener –por ley– la mayoría de las acciones

de estas empresas. El resultado fue que también comenzó a caer la producción en áreas antiguamente operadas por empresas privadas (ibídem).

En general, entre agosto de 2000 a marzo de 2006 la producción de PDVSA cayó de 2,8 millones de barriles diarios a 2 millones de barriles diarios, caída parcialmente compensada por el aumento en las áreas explotadas bajo Convenios Operacionales que subieron de 0,15 Mbd a mediados de 2000 a 0,6 Mbd para el año 2004. Sin embargo, para principios de 2006 la producción en las áreas bajo Convenios Operacionales comenzó a decaer también: de 0,5 Mbd en 2005 habían disminuido hasta 0,46 Mbd para comienzos de 2006. La razón es que las compañías privadas han dejado de invertir debido a la incertidumbre sobre cómo se producirá la transición a empresas mixtas, y dado que las operaciones están siendo asumidas directamente por PDVSA, es factible que el volumen de producción siga cayendo debido a la falta de recursos técnicos y gerenciales de PDVSA (Espinasa, op. cit., p. 58).

La reducción de la producción de PDVSA ha tenido consecuencias en la exportación de hidrocarburos tanto a Estados Unidos como a América Latina. Entre agosto de 2000 y marzo de 2006 esas exportaciones se han mantenido en un nivel de 1,25 millones de barriles diarios, pero ante la disminución de la producción venezolana esto sólo ha podido hacerse con base en una disminución sensible de la exportación de hidrocarburos a América Latina. De otro lado, las importaciones venezolanas a Estados Unidos se han mantenido, pero las importaciones norteamericanas han aumentado con el resultado de que la participación de Venezuela en la venta de hidrocarburos a Estados Unidos ha pasado de 13,5% en 1997 a 9% en 2006. Esto tiene dos consecuencias importantes: por un lado disminuye la dependencia norteamericana del petróleo venezolano y, por otro, reduce la capacidad venezolana de utilizar el petróleo como herramienta de política exterior en América Latina. Las exportaciones a América Latina se han reducido a la mitad pasando de 1,4 millones de barriles diarios en el año 2000 a menos de 0,7 millones de barriles en marzo de 2006. Esto es resultado de que las exportaciones totales venezolanas de crudo han disminuido entre 2000 y 2006 aproximadamente en 30% (Espinasa, op. cit., pp. 53-68).

De otro lado, si bien las exportaciones venezolanas a Estados Unidos han disminuido en su participación respecto del total de importaciones norteamericanas, se han incrementado de manera significativa como porcentaje de las exportaciones venezolanas. En otras palabras, el mercado norteamericano ha pasado a significar el 66% de las exportaciones venezolanas en 2004 contra un 50% que eran en 1993 y 14% en 1983. Como señala Ramón Espinasa, "esto significa que de cada tres barriles que exporta Venezuela, dos van al mercado de EEUU". La conclusión es que no es Estados Unidos quien depende de Venezuela, sino Venezuela la que es dependiente de Estados Unidos (Espinasa, op. cit., pp. 53-56).

La razón por la cual Venezuela insiste en el mercado norteamericano –a pesar de los continuos ataques verbales que el presidente Chávez dirige contra George W. Bush– es que el petróleo venezolano es un petróleo pesado (denso y de bajo grado API con alto contenido en metales y azufres), y no puede ser tratado en cualquier refinería. Se requiere de refinerías capacitadas para hacer rentable este petróleo y esas refinerías son precisamente las que tienen en Estados Unidos. Dejar de vender a Estados Unidos significaría para Venezuela una pérdida considerable, ya que al ingresar el petróleo venezolano a refinerías no preparadas para tratar el petróleo pesado, su precio se vería afectado de manera considerable (Espinasa, op. cit., pp. 64-68).

En la medida en que la producción venezolana disminuye como resultado de haber afectado el estrato gerencial de PDVSA, y en la medida en que se prefiere mantener estables las exportaciones a Estados Unidos aun a costa de un detrimento sustancial de las exportaciones a América Latina, Ramón Espinasa llega a la conclusión de que “la retórica de afianzar la integración regional alrededor del vector hidrocarburos no tiene sustento en la capacidad real de Venezuela de suplir estos mercados” (ibíd., p. 70). Si bien esto es cierto en el momento, es también cierto que Venezuela está invirtiendo o va a invertir en trece refinerías en diferentes países de América Latina con capacidad para tratar petróleos pesados, de manera de corregir esta situación en el futuro.

La Cumbre Energética Sudamericana

A mediados de abril de 2007 se llevó a cabo en la Isla de Margarita (Venezuela) la Cumbre Energética Sudamericana. Allí se vieron los límites de la política energética venezolana. Los objetivos de la reunión eran varios y muy ambiciosos. Se planteaba la creación de una suerte de OPEP sudamericana (Oppegasur), el impulso al denominado Banco del Sur (BS), un proyecto originalmente apoyado por Venezuela y Argentina al que luego se sumaron Bolivia y Ecuador, así como la redefinición de la Comunidad Sudamericana de Naciones a la que Venezuela rebautizó con el nombre de Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR). El resultado de la cumbre fue una clara visión de los límites del liderazgo de Chávez en América del Sur. El presidente brasileño Luiz Inácio Lula da Silva se resistió a verse arrastrado por los megaproyectos energéticos de Chávez, poniéndole un límite a sus iniciativas. El tema de Unasur no fue mencionado en la Declaración final y la Oppegasur y el Banco del Sur no recibieron el apoyo brasileño. La Oppegasur buscaba nuclear a los productores de gas entre los que se encontraban Venezuela, Bolivia, Perú y Argentina. La idea surgió en una reunión en Buenos Aires cinco semanas antes de la Cumbre de Margarita. Chávez, Morales y Kirchner fueron sus impulsores. Sin embargo, el Brasil de Lula rechazó la idea señalando que ello equivalía a cartelizar a los productores de gas. El canciller Celso Amorim señaló: “Si estamos in-

teresados en un esfuerzo de integración no podemos dividir a los consumidores de los productores de gas”.

La posición respecto a los biocombustibles fue abiertamente opuesta entre Venezuela –que se encontraba en contra– y Brasil –que se encontraba a favor–. En este sentido cada uno de ellos se ciñó a la defensa de sus respectivos intereses nacionales en materia energética. Para los brasileños quedaba claro que la cumbre se había montado en torno a proyectos venezolanos que buscaban la consolidación de su liderazgo regional y con objetivos propios, y no estaban dispuestos a dejarse arrastrar por dicho liderazgo. Es así como Lula se dedicó a frenar una serie de iniciativas venezolanas que habían tenido el apoyo de Argentina, Ecuador y Bolivia, como el ataque a los biocombustibles o los proyectos por crear la Oppegasur o el Banco del Sur. Estas iniciativas fueron rechazadas o en algunos casos diferidas por la mayoría de los presidentes. La cumbre debía ser también un espaldarazo al Gran Gasoducto del Sur pero no fue así. Una muestra de que la cumbre se montó en torno a los intereses venezolanos es que, salvo el caso de los biocombustibles, toda la discusión se centró en torno al gas y el petróleo, las fuentes energéticas que controla Venezuela, pero poco se habló de energía hidroeléctrica, energía nuclear u otras fuentes de energía renovables (Malamud, op. cit., pp. 1-12).

El enfrentamiento por el etanol

Brasil lleva años impulsando el reemplazo de la gasolina por el bioetanol y el biodiesel, recursos obtenidos de la caña de azúcar. Según el presidente Lula “Brasil será dentro de 20 a 30 años la potencia energética más grande del planeta. (...) Brasil registra una revolución energética. Ya hicimos la del etanol y ahora vamos a hacer la del biodiesel” (Honty, 2006, p. 130). Brasil busca ser el líder mundial en la producción y exportación de alcohol combustible con lo que espera obtener unos 16.000 millones de litros de etanol de la cosecha 2005-2006, de los cuales 2.500 millones serán exportados a Estados Unidos, Corea del Sur, India, Suecia y Japón (ibíd., p. 130).

El desarrollo de una fuente de energía como el etanol, basado en un recurso renovable como la caña de azúcar que puede en la práctica reemplazar al petróleo, pone a Brasil en una ruta de colisión con Venezuela, país que basa en el petróleo su desarrollo y su capacidad de influencia en la región.

La disputa en torno al etanol cobró más impulso cuando Lula y George Bush reunidos en Brasilia plantearon una suerte de alianza para incrementar la producción y el consumo de este producto. La respuesta fue un ataque de Chávez y Fidel Castro al etanol. Chávez ha señalado que el etanol impulsa la industria automotriz y colabora con esto a la contaminación ambiental en el planeta. De otro lado, añade Chávez, en

la medida en que su producción significa utilizar tierras de cultivo y agua para producir energía en vez de alimentos, extendería el hambre en el mundo. Por su lado Castro ha hablado de la “idea siniestra” de convertir los alimentos en combustible, lo que en su opinión provocaría un genocidio internacional por hambruna. A esto rápidamente respondió Lula señalando “que nadie deja de comer en el mundo por falta de alimentos, sino por falta de renta”. Esto último tiene asidero en los planteamientos de una corriente económica que señala que la economía mundial tiene la posibilidad hoy en día de alimentar y sacar de la pobreza sin problemas a la totalidad de la economía mundial y que si eso no ocurre es básicamente por un problema de distribución. Chávez y Castro buscan defender el petróleo como fuente de energía en la medida en que el poder negociador y de influencia de Venezuela proviene enteramente de sus grandes reservas de petróleo. Frente a esto el etanol es una alternativa inconveniente. Un tema central aquí es la influencia cubano-venezolana en los países del Caribe mantenida gracias a la petro-diplomacia. Si la energía se puede producir a partir de la caña de azúcar varios de los países del Caribe, cultivadores tradicionales de ese producto, se volverían productores de energía y ya no necesitarían del petróleo venezolano. Esto pondría en riesgo los votos que Venezuela tiene hoy en la OEA gracias a su política de venta de petróleo barato a estos países.

La producción de etanol a partir de la caña de azúcar tiene la ventaja –según Brasil y algunos países desarrollados– de encontrar una alternativa al petróleo en momentos en los que su tendencia es al agotamiento. De otro lado reduce la emisión de CO₂ a la atmósfera con lo que se disminuye el efecto invernadero que está produciendo un cambio climático que puede tener consecuencias desastrosas a nivel mundial. En tercer lugar, a algunos países en vías de desarrollo que ahora importan petróleo les da la posibilidad de autoabastecerse de energía e incluso exportar, con lo que sus balanzas de pagos se verán afectadas positivamente. Así mismo, estimula el desarrollo rural en estos países creando puestos de trabajo donde precisamente es el agro el área más pobre y deprimida. Brasil no es el único país que trata de obtener combustible con base en vegetales de los más diversos como el maíz, la caña de azúcar, la colza, la palma africana, etc. También están India, Tailandia, China, Colombia, Argentina y, entre los desarrollados, EE.UU. y la Unión Europea. Uruguay también ha defendido su derecho a desarrollar etanol con el fin de independizarse de la compra de petróleo. Paraguay también es partidario del etanol y busca integrarse al proyecto brasileño de potenciación de la producción de alcohol vegetal. No deja de ser interesante notar que después de los ataques venezolanos y cubanos al etanol, algunos grupos ecologistas que antes defendían este producto como una solución al calentamiento global, han pasado a atacarlo (Malamud, op. cit., pp. 19-25).

Las necesidades de Chile

La lenta expansión del consumo de gas de los sectores residenciales, comerciales e industriales de Argentina llevó a este país a plantearse la exportación de sus excedentes de gas principalmente a Chile y en menor medida a Brasil y Uruguay. La idea argentina era valorizar sus reservas comprobadas de manera más rápida y esto para Chile resultaba conveniente, ya que obtenían energía del otro lado de la cordillera sin necesidad de tener que importarla desde países lejanos con un alto costo de flete. Chile se hizo dependiente del gas argentino y un tercio de su energía se produjo a partir del gas del país vecino que fluía hacia el lado chileno de manera aparentemente segura (15 millones de m³ de gas por día) supeditado sólo al abastecimiento interno argentino, que se creía seguro. Sin embargo, en los últimos años, las empresas privadas del gas en Argentina no invirtieron mayormente en exploración a la par que los grandes yacimientos, como Loma de la Lata en la provincia de Neuquén, comenzaban a declinar. Desde 1999 la cifra oscilaba entre 20 a 30 pozos por año contra los 100 de antes de la privatización de YPF. Tampoco se realizó una exploración de riesgo en la etapa de extracción acelerada de gas y petróleo entre 1995 y 1999 en razón de los precios del gas. Durante la década de los noventa el valor del gas a un promedio de US\$1,20 a US\$1,40 dólares por MBTU en el mercado interno no ocasionó problemas porque el peso se mantenía en paridad con el dólar (1 peso =1 dólar). Sin embargo, en 2000-2001 Argentina sufrió una devaluación de 200%, aunque el gobierno, con el fin de evitarse problemas sociales, mantuvo el precio del gas en pesos. El resultado fue la escasez de gas tanto para industriales como para usuarios domésticos lo que llevó a Argentina en 2005 a limitar las exportaciones a Chile, que dependían de la satisfacción previa del consumo interno argentino. Entre 2005 y 2006 los precios retomaron su antiguo nivel en dólares, pero las inversiones en exploración no se han producido, pese al incremento de las ganancias de las empresas (Kosulj, op. cit., pp. 110-112).

La crisis de suministro del gas argentino llevó a que Chile buscara nuevos mercados en la región. La alternativa más cercana, Bolivia, se le cerró debido a la mala relación que Chile tiene con ese país desde la pérdida de su litoral tras la Guerra del Pacífico (1879-1883), razón a la que se suma el desvío inconsulto de las aguas del río Lauca hacia territorio chileno que ocasionó la ruptura de relaciones en 1967 y el actual problema de las aguas del Silala. Bolivia se niega a abastecer de gas a Chile y presiona a Argentina para que no le venda gas boliviano exportado a Argentina. Sin otra alternativa a la vista en el corto plazo, Chile se ha visto en la necesidad de racionar la energía e importar gas de Indonesia en forma de GNL (gas natural licuado) traído por vía marítima con el consiguiente incremento en el precio. Esta situación afecta mayormente el norte minero del país. Por razones geográficas, el norte, el centro y el sur de Chile no están integrados

energéticamente. La negativa boliviana afecta principalmente al norte minero y puede significar un duro golpe a la minería chilena (Linkhor, op. cit. p. 98).

A partir de 2004 en Bolivia comenzó a planearse la limitación de la exportación de gas a Argentina bajo el argumento de que está realmente vendiendo gas boliviano a Chile.

Una alternativa que buscaba Chile a su problema de escasez de gas era el llamado "anillo energético". En junio de 2005 en Lima se concretó un acuerdo que contemplaba el abastecimiento de gas natural desde Perú a los mercados del Cono Sur. La idea era la construcción de un gasoducto al costo de US\$2.500 millones de dólares desde la reserva de gas natural de Camisea, en Perú, hasta el norte chileno, desde donde se conectaría con la red de distribución de gas hacia Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil. El gasoducto iría desde Pisco (Perú) hasta Tocopilla (Chile). Bolivia también había señalado su interés en participar de la iniciativa. Sin embargo, estaría por verse si la capacidad de las reservas de Camisea permitirán satisfacer las necesidades del Cono Sur. Es la cuarta reserva de gas natural de Sudamérica, representa el 4% de la capacidad regional, superada por las reservas de Argentina (10%), Bolivia (11%) y Venezuela (58%). Otro problema es la posibilidad de que Perú llegue a un acuerdo con México que, de concretarse, comprometería la posibilidad de satisfacer las demandas de Chile y el Cono Sur. La idea del anillo energético fue impactada primero por la crisis del MERCOSUR, luego por el enfrentamiento entre Argentina y Uruguay debido a la construcción de plantas de celulosa sobre la costa de un río limítrofe y la discusión respecto a un posible impacto ambiental negativo y, finalmente, por la nacionalización de hidrocarburos en Bolivia. Sin embargo, en teoría queda abierta todavía la posibilidad de una exportación de gas peruano a Chile, independientemente de si el anillo completo, tal como fue planteado en un principio, es factible o no.

Bolivia: la energía como instrumento de presión

Petrobras tuvo presencia en Bolivia como consecuencia del interés de los industriales de São Paulo de tener una fuente de energía abundante y barata. De otro lado, estaba la siempre abierta posibilidad de explotación de los yacimientos de El Mutún, en los cuales Brasil está interesado desde hace décadas. La nacionalización de los hidrocarburos ha afectado fuertemente a Petrobras que, sin embargo, aceptó las nuevas condiciones bolivianas y se quedó en el país. El posterior ingreso de PDVSA como aliado estratégico de Bolivia pone fin, por lo menos por ahora, a un antiguo proyecto geopolítico brasileño de penetración económica en Bolivia desde la época del apoyo del gobierno militar brasileño al golpe de Estado del general Hugo Banzer. Pero Brasil no es el único país en verse envuelto en la geopolítica de la energía. Chile también tiene su historia.

Desde que Bolivia perdió su litoral a manos de Chile, luego de la Guerra del Pacífico (1879-1883), recuperar dicho litoral ha sido un objetivo nacional boliviano. En 1975 Chile y Bolivia estuvieron cerca de un acuerdo de canje territorial mediante el cual Chile cedería a Bolivia una franja de territorio hacia el mar paralelo a la frontera peruana, a cambio de territorio en el altiplano boliviano, en la cuenca del lago Titicaca. Para que esto se hiciera efectivo se necesitaba la anuencia peruana, dado que según un protocolo firmado entre Chile y Perú en 1929 –que definió definitivamente la frontera terrestre entre ambos países– Chile tiene que contar con el visto bueno peruano para ceder a un tercer territorio que antes de la Guerra del Pacífico fueron peruanos. El asunto quedó estancado porque Perú respondió a la consulta chilena con una contrapropuesta que Chile dio por no recibida y porque la opinión pública boliviana se manifestó en contra del canje, ya que consideraba que no se debía pagar con territorio un litoral que había sido arrebatado por la fuerza. El tema quedó congelado por treinta años hasta que en el nuevo siglo comenzó a moverse nuevamente.

Chile tiene dos necesidades estratégicas insatisfechas: el agua en el norte chileno y la energía en todo el país. Una forma de solucionar el problema del agua en el norte es precisamente recurrir a la cuenca del Titicaca. En este sentido retomar el tema del canje territorial le abriría a Chile la posibilidad de poner un pie en dicha cuenca y eventualmente derivar agua de ella a la desértica costa chilena. De otro lado, Bolivia tiene las reservas de gas que Chile necesita. Bolivia está jugando con ambas necesidades chilenas para obtener una salida al mar.

Se ha acordado entre los dos países la discusión de una llamada “Agenda sin Exclusiones” de trece puntos. El punto seis es la salida al mar y el punto trece es la energía. Desde mayo de 2007 se viene discutiendo la salida al mar de Bolivia conjuntamente con el tema energético. Chile planteó a Bolivia invertir en el desarrollo de sus reservas de gas arguyendo que debido a la nacionalización ninguna empresa privada invertiría y Bolivia no tiene los capitales necesarios para abordar un proyecto de esa magnitud. Ya Evo Morales se había manifestado en contra de un acuerdo de esa naturaleza cuando era candidato a la presidencia, cuando manifestó estar en contra de la construcción de un oleoducto de Bolivia a Chile. Morales señaló: “¿Qué pasaría si Chile comprase gas boliviano para alimentar sus grandes minas y un día, a causa de una huelga, por ejemplo, se suspendiese el abastecimiento? ¿Qué haría el gobierno chileno al ver que cada día se pierden millones y millones de dólares?” (Sohr, 2006, p. 156). Era clara la alusión a que una solución de esa naturaleza podía llevar más a un conflicto que a la integración.

A pesar de estos antecedentes se abrieron conversaciones sobre la oferta chilena de explotar conjuntamente el gas boliviano. En realidad Bolivia estaba en una situación complicada pues pasaba una situación de escasez de gas a pesar de tener las reservas más grandes de Sudamérica después de las venezolanas. No había gas para satisfacer

el consumo interno y se veía en la necesidad de importarlo. En estas circunstancias, se reunieron en La Paz los ministros de energía de Chile y Bolivia para discutir los términos de colaboración energética. El ministro de Energía chileno Tokman viajó a La Paz con el presidente de ENAP para firmar convenios de explotación conjunta del gas. La reacción boliviana fue un balde de agua fría para la delegación chilena cuando informaron que el acuerdo energético se firmaría cuando se firmara la salida al mar de Bolivia. La reacción boliviana fue resultado de un acuerdo con PDVSA para invertir en el gas boliviano. Venezuela está invirtiendo en la gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) ya que con la nacionalización los técnicos extranjeros en Bolivia han sido despedidos o han renunciado. Ahora están siendo reemplazados por técnicos bolivianos o venezolanos de PDVSA. Así mismo, Venezuela se compromete a construir una refinera. No hay sin embargo inversión, todavía, en exploración. El 9 de agosto de 2007 se anunció la creación de PetroAndina, una empresa conformada por PDVSA y YPFB (ya mencionado más arriba). Esto hace que el planteamiento inicial de Bolivia hacia Chile quede intacto: energía por mar. Está ahora en la cancha chilena aceptar esta propuesta, seguir importando el gas desde Indonesia a precios altos o buscar como alternativa el gas peruano de Camisea.

Las otras fuentes de energía

Aunque en este artículo se ha tratado básicamente del petróleo y el gas, y algo también se ha dicho sobre el etanol, las fuentes de energía en América del Sur no se agotan con ellos. Tenemos además la energía hidroeléctrica, la energía nuclear, la solar, la eólica y la geotérmica. La energía hidroeléctrica está desigualmente distribuida y 46 millones de latinoamericanos en 2002 carecían de acceso al suministro de electricidad. Esto es resultado de la desigual distribución de la riqueza. Las centrales hidroeléctricas de 109.720 MW cuentan con un potencial no utilizado de 444.501 MW (Linkohr, op. cit. p. 99). Sin embargo, resulta positivo el esfuerzo de los países por construir entre ellos redes de interconexión eléctricas internacionales, que ahorrarán entre US\$4.000 y US\$5.000 millones de dólares al año, por el hecho de no tener que construir las instalaciones en cada país. Hay planes para interconectar eléctricamente Colombia, Ecuador, Perú y el norte de Chile, y entre el sur de Bolivia y el norte de Argentina. También en junio de 2006 se inauguraron las obras de interconexión entre México y Guatemala a partir de Chiapas, interconexión que para el año 2015 podría abarcar toda Centroamérica y llegar hasta Colombia (ibíd., p. 94).

Los tres grandes sistemas de integración eléctrica en Latinoamérica son el Sistema de Interconexión Eléctrica Centroamericano, el de la Comunidad Andina de Naciones y

el del MERCOSUR. También hay interconexiones binacionales como las de Chile-Perú, Chile-Argentina y Bolivia-Brasil (Acosta y Schuldt, op. cit., p. 83).

Sin embargo, no todos son partidarios ahora de las grandes represas pues significa inundar valles enteros a un costo ambiental muy grande así como desplazar importantes contingentes de población. Los grandes embalses de Brasil, por haber inundado la zona sin quitar la cubierta vegetal previamente, emiten metano en cantidades similares a las que produciría una central de carbón (Linkohr, op. cit. p. 99). Las grandes represas existentes como Itaipú o Yacyretá han generado enormes daños ambientales y sociales. Solamente en Brasil fue necesario desplazar a más de un millón de personas para construir represas y la inundación de vastas zonas ha afectado la conservación de la biodiversidad. Actualmente están en consideración dos proyectos de importancia, el de Belo Monte, con un potencial de 11.000 MW que inundará según los cálculos entre 400 km² y 1.200 km² y el de Río Madeira con un potencial de 6.500 MW y más de 200 km² inundados. Esto trae los problemas ya sabidos con la población. Por ejemplo, el estado de Pará se vio en la necesidad intervenir en el proyecto de Belo Monte porque no se había consultado a las poblaciones indígenas que serían damnificadas (Honty, op. cit., pp. 129-130). Hoy en día no se presentan discrepancias entre países por la construcción de hidroeléctricas, pero las hubo cuando se llevaron a cabo proyectos binacionales importantes como fue el caso de Itaipú entre Paraguay y Brasil. Hoy en día Paraguay está obligado a vender su excedente hidroenergético a Brasil a precios que no son del gusto paraguayo.

El carbón tiene en la era del petróleo un papel secundario. El país donde se extrae más carbón es Colombia de donde se exporta a Europa. No obstante es posible que en un futuro el carbón pueda jugar un mayor papel en centrales térmicas a "carbón limpio" que tienen una emisión considerablemente baja de dióxido de carbono. El carbón brasileño, en cambio, tiene un gran contenido de azufre y requiere de un procedimiento complicado para ser utilizado sin crear problemas ambientales (Linkohr, op. cit. p. 100).

De otro lado la energía solar se usa muy poco a pesar de que tiene mucho futuro, lo mismo que la energía eólica. Existen grandes proyectos de esta última para la Patagonia argentina, pero falta el financiamiento. Respecto a la energía nuclear hay mucha reticencia a usarla por problemas de seguridad, sobre todo después del accidente de Three Mile Island en Estados Unidos y del desastre de Chernobil en la entonces Unión Soviética. Hay tres países que en el momento utilizan energía nuclear: México, con la central de Laguna Verde; Brasil con la de Angra dos Reis I y II, y Argentina con Atucha y Embalse. Por la baja popularidad de la energía nuclear la construcción de Angra III en Brasil y Atucha II en Argentina están suspendidas desde hace varios años. En cuanto a Cuba, la planta nuclear de Juraguá en las inmediaciones de Cienfuegos resultó una

mala inversión. No obstante, la certeza de que la era del petróleo está por llegar a su fin y la necesidad de buscar una alternativa viable puede hacer que la posibilidad de la energía nuclear vuelva a ser tomada en cuenta tomando las seguridades del caso. En esta dirección se orienta la inauguración, en mayo de 2006, del centro de producción de uranio enriquecido de Resende, en Brasil, que en una primera etapa proveerá de uranio enriquecido a Angra I y Angra II, y más adelante se sumará Angra III. Brasil busca de esta manera cubrir el 60% de su demanda interna de uranio enriquecido e incluso exportar a partir de 2014. Hugo Chávez está igualmente interesado en la energía nuclear y ha firmado con Brasil un acuerdo de cooperación nuclear. México y Argentina están también trabajando la idea de contar en un futuro con centrales de "cuarta generación" que sean lo suficientemente seguras. El plazo es de veinte a treinta años (Linkohr, op. cit. p. 101-102).

Por último, está el tema de la geotermia. América Latina tiene una potencia impresionante en este rubro que no es mayormente utilizado. Hasta el momento las únicas experiencias en el tema las han tenido México, El Salvador y Nicaragua, y está bajo estudio en Chile y Perú. Este tipo de energía es una alternativa importante para el futuro, sobre todo teniendo en cuenta un estudio llevado a cabo por la Unión Europea en 1996 que señala el gran potencial que existe en la región al respecto (Linkohr, op. cit. p. 102-103).

Conclusiones y recomendaciones: ¿Integración o enfrentamiento?

Los tres intentos de integración energética en América del Sur: la Integración Energética Hemisférica (IEH) incluida dentro del ALCA y patrocinada por Estados Unidos, PetroAmérica incluida dentro del ALBA y patrocinada por Venezuela, y el Anillo Energético del Sur que abarca la zona sur andina y el MERCOSUR tienen problemas por el hecho de que la integración no ha sido concebida tomando en cuenta las necesidades energéticas y económicas tanto de proveedores como de consumidores, siendo sustentadas en planteamientos ideológicos en unos casos y de intereses nacionales ajenos a la energía en otros. La IEH no fructificó porque estaba atada a la visión económica neoliberal del Consenso de Washington, que comenzó a chocar con los nuevos gobiernos de centro izquierda e izquierda en la región. En el sentido inverso, PetroAmérica tiene problemas para instrumentarse porque está atada a los planteamientos ideológicos del gobierno de Hugo Chávez, quien tiene una visión estatista y de confrontación con Estados Unidos, además de la mala costumbre de intervenir en los asuntos internos de otros países: el ALBA ha sido lanzado como una alternativa al ALCA. Por último, el

Anillo Energético del Cono Sur se ha visto afectado porque Bolivia ha decidido utilizar su gas como una herramienta para presionar a Chile para obtener una salida soberana al Océano Pacífico.

Queda claro, entonces, que la energía en la región, lejos de ser un instrumento de integración se ha convertido en una herramienta para ganar posiciones e influencia en el antiguo juego geopolítico de balance de poder que tiene dos formas de presentarse: la ideológica (liberalismo/socialismo) y la de los intereses nacionales. El segundo tema, el de los intereses nacionales es finalmente más fácil de conciliar con la integración en la medida en que se busquen puntos de encuentro que permitan acercar las diferentes posiciones a una situación en la que cada uno de los actores pueda percibir una ganancia que no existiría sin la integración. Eso, sin embargo, es más difícil de hacer con las diferencias ideológicas. En este caso la única vía posible es adoptar una posición de convivencia con la ideología contraria, tal como en un momento lo hicieron Oriente y Occidente durante la Guerra Fría. Hoy en día el capitalismo neoliberal está en una cruzada evangelizadora a nivel mundial que no ayuda en este aspecto y produce, precisamente, respuestas antiliberales que inician sus propias campañas evangelizadoras. La división ideológica que hoy existe en América del Sur y en América Latina es precisamente consecuencia de esto. Cuando bajen los ímpetus evangelizadores en ambos extremos será el momento de retomar con nuevos bríos los planteamientos de integración energética regional.

Bibliografía

- Cardozo, Elsa (2006) "La gobernabilidad democrática regional y el papel (des)integrador de la energía", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto.
- Club de Roma: Meadows, Donella; Meadows, Dennis; Randers, Jorgen y Behrens, William (1972) Los límites del crecimiento. Fondo de Cultura Económica, México.
- Espinasa, Ramón (2006) "Las contradicciones de PDVSA: más petróleo a Estados Unidos y menos a América Latina", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto.
- FES-Friedrich Ebert Stiftung (2006) Seminario Internacional "Balance y perspectivas de la Integración energética en América Latina". Relatoría del evento, 25 y 26 de octubre 2006, p. 11.
- Honty, Gerardo (2006) "Energía en Sudamérica, una interconexión que no integra", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto 2006, pp. 119-122.
- Kosulj, Roberto (2006) "La integración gasífera latinoamericana: una prospectiva cargada de incertidumbres", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto 2006, p. 107.

- Linkhor, Rolf (2006) "La política energética latinoamericana: entre el Estado y el mercado", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto.
- Malamud, Carlos (2007) Reportaje, 1º de junio 2007, Real Instituto Elcano, Madrid.
- Manwaring, Max G. (2005) Venezuela's Hugo Chávez, Bolivarian Socialism and Asymmetric Warfare. Strategic Studies Institute, Latin American and Caribbean Center, U. S. Army War College.
- Mayobre, Eduardo (2006) "El sueño de una Compañía Energética Sudamericana", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto.
- República Bolivariana de Venezuela (2003) PetroAmérica y la Integración Energética de América Latina y el Caribe. Ministerio de Relaciones Exteriores, Despacho del Viceministro, Equipo de Investigación Energética. Caracas, agosto de 2003 (citado por Linkhor, 2006).
- Ruiz-Caro, Ariela (2006) Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe, CEPAL, Santiago de Chile, abril.
- Acosta, Alberto y Schuldt, Jürgen (2006) "Petróleo, rentismo y subdesarrollo; una maldición sin solución", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto 2006, p. 84.
- Sohr, Raúl (2006) "Energía y seguridad en Sudamérica más allá de las materias primas", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto 2006, p. 157.
- Zanoni, Jorge Rafael (2006) "¿Qué pueden hacer las políticas energéticas por la integración?", en Nueva Sociedad 204, Buenos Aires, julio-agosto.

V

Integración energética en América Latina y el efecto invernadero: el caso de Brasil

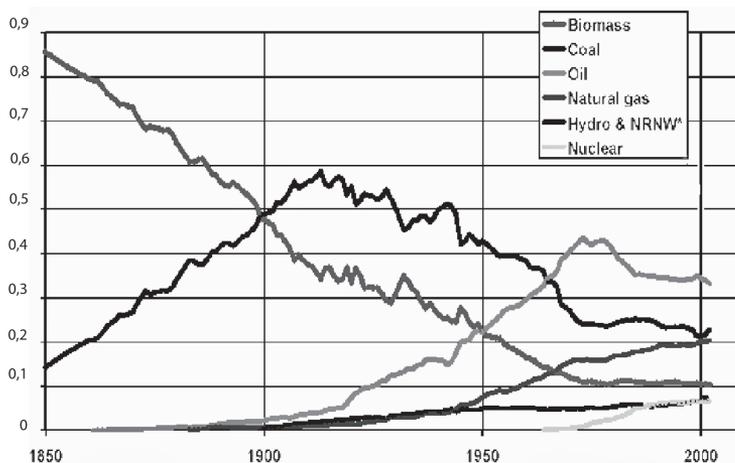
Luiz Pinguelli Rosa

La vuelta de la política de energía y del rol del Estado

La energía volvió a ser un tema de política en Latinoamérica y en el mundo por varios factores: el alza del precio del petróleo, el fuerte crecimiento del consumo de energía en China, los problemas con el gas natural, y las cuestiones ambientales, en particular el efecto invernadero y el cambio climático. Por otra parte, después de la salida del Estado nacional con las privatizaciones de los años noventa, tenemos la vuelta de los gobiernos al problema de energía a partir del año 2000.

Existe una serie de datos que muestran la situación mundial de la energía. Por ejemplo, en el gráfico 1 se ve la importancia del petróleo seguido del carbón y del gas natural, en ese orden, y que son las principales energías fósiles a pesar de todos los cambios que han ocurrido. Es bien conocida la variación porcentual de la participación de las distintas fuentes de energía primaria a lo largo del tiempo.

Gráfico 1
Participación de las distintas fuentes de energía primaria en el mundo, 1850-2002



Fuente: Instituto Francés de Petróleo, 2004.

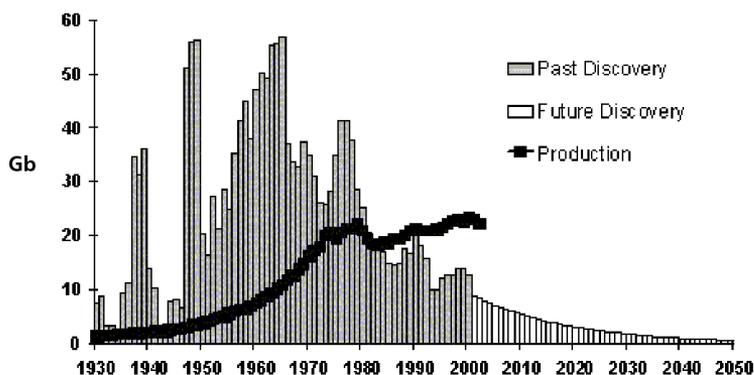
En el gráfico se puede observar el declive porcentual de la biomasa (la leña, el carbón vegetal) desde los años 1850 en beneficio primero, del carbón mineral, después del petróleo y, finalmente, del gas natural, de la energía hidroeléctrica y de la energía nuclear. En los años 2000, el petróleo lidera con 35%, el carbón es el segundo con poco más de 20%, prácticamente junto con el gas natural, después la biomasa, más importante en países no desarrollados con alrededor de 10%, y, por último, la hidroelectricidad y la energía nuclear, ambas con alrededor de 8%; esta última, es una importante fuente de energía en los países desarrollados.

Existen en Latinoamérica muchas negociaciones de exportación de energía pero sin duda destacan el petróleo de México y Venezuela, el gas natural de Bolivia, Argentina y Trinidad y Tobago y la energía eléctrica de Paraguay. La principal hidroeléctrica que usa Brasil es la usina brasileña/paraguaya con 12 GW de potencia, ahora ampliada a unos 14 GW. Por su importancia –hoy más que nunca– en el cuadro de la política energética vamos empezar por el petróleo.

El petróleo, la inestabilidad geopolítica mundial y la situación en Latinoamérica

En el sector de petróleo es muy importante el incremento del precio y la previsión del declive de la producción mundial. El petróleo es un combustible fósil. La naturaleza emplea mucho tiempo en producirlo pero nosotros lo gastamos con mucha rapidez. Cuánto declinará es una interrogante pero la previsión del declive es ineluctable (gráfico 2).

Gráfico 2
Futuro de los descubrimientos previstos del petróleo



Fuente: Colin Campbell, The Coming Oil Crisis, 2000.

Los descubrimientos de reservas han sido menores. Ya se pasó por un pico que la producción ha tendido a acompañar. Claro que existe petróleo no convencional, pero aún es limitado. Brasil explora intensamente el petróleo del fondo del mar. Diferentes autores muestran escenarios futuros de producción de petróleo y gas, todas en declive. Se puede discutir la velocidad en que el declive se producirá pero el declive vendrá en un horizonte que es difícil de prever y que depende también del consumo.

En la política de petróleo debemos considerar:

- El crecimiento del consumo, principalmente en los países en desarrollo, incluyendo América Latina.
- Una intensa inestabilidad geopolítica mundial que desde el fin de la guerra fría no ha resuelto el problema de la paz y que, por el contrario, nos mantiene hasta hoy en una situación de guerras locales, terrorismo y miedo generalizados.
- Un problema ambiental relativamente nuevo que es el efecto invernadero.

El crecimiento del precio internacional del petróleo afectará a América Latina: éste podrá no quedarse en US\$100 el barril pero no volverá a tener un valor bajo. A finales de la década de los noventa su valor era US\$10. Ese es un dato concreto. La participación del petróleo en la economía mundial es hoy la mitad de lo que era en la década de los setenta, cuando ocurrieron los dos shocks petroleros. Entonces el impacto de ese alto precio del petróleo no era idéntico. Está claro aquí que el precio actual del barril es menor de lo que fue en 1979, haciendo la corrección del dólar con un índice cualquiera de deflación.

Las reservas de petróleo, incluyendo tres países de América Latina: Brasil, México y Venezuela, comparadas con las de Estados Unidos se muestran en el cuadro 1. Estados Unidos tiene reservas significativas pero, siendo un consumidor voraz de petróleo, necesita importar. Venezuela es el mayor productor de América Latina, con reservas muy significativas.

México sufrió una gran reducción de sus reservas gracias a una política de exportación de petróleo incompatible con su potencialidad petrolífera. Un hecho que puede ser una advertencia para Brasil aunque su exportación líquida de petróleo sea muy pequeña. Las reservas brasileñas en el cuadro 1 están muy por debajo comparadas con las de los otros países, pero Brasil alcanzó la autosuficiencia en 2006, cuando sus reservas llegaron a unos 13 mil millones de barriles.

La situación cambió mucho en 2007 con el descubrimiento del campo gigante de Tupi en el mar, próximo del litoral de la Región Sudeste, con reservas que pueden llegar a 8 mil millones de barriles. Se puede tener al menos 40 mil millones en toda el área petrolífera llamada de Subsals, donde el petróleo se encuentra a 6.000 m de profundidad: 2.000 m de agua en el mar, 2.000 m de sedimentos y 2.000 m de sal. Pero serán necesarios por lo menos 5 años para saber los reales valores de las reservas de petróleo

en el área de Subsahel y, por lo tanto, es precipitado decir que Brasil se tornará un gran productor y exportador de petróleo como Venezuela.

Cuadro 1
Reservas de petróleo (en mil millones de barriles)

	EEUU	Brasil	México	Venezuela
1990	34,10	4,50	56,40	58,50
1991	33,80	4,80	51,30	59,10
1992	32,10	5,00	51,30	59,10
1993	31,00	5,00	50,90	63,30
1994	30,10	5,40	50,80	64,50
1995	29,90	6,20	49,80	64,50
1996	30,10	6,70	48,80	64,90
1997	30,00	7,10	40,00	71,70
1998	30,10	7,40	48,00	73,00
1999	28,60	8,20	28,40	72,60
2000	30,10	8,50	28,40	76,90
2001	30,00	8,50	26,90	77,70
2002	30,40	9,80	12,60	77,80

Fuente: Neilton Fidelis da Silva, Angela da Costa, Raquel Henriques, 2004.

Hidroelectricidad como vocación de Sudamérica

Si vemos la población de América Latina en relación con la del mundo, ésta corresponde a 7%. Si dividimos el consumo total de energía primaria de América Latina en relación con el mundo, ésta es de 4,7% lo que muestra una desigualdad obvia que sería mucho más grande si se mostrara la de África, por ejemplo. Ahora, si nos remitimos a las fuentes de energía primarias, este porcentaje de América Latina es diferente (casi nada en energía nuclear, y un gran porcentaje en hidroelectricidad):

- 5,8% en petróleo
- 4,0% en gas natural
- 0,8% en nuclear
- 21,1% en hidroelectricidad.

El problema de la integración energética en América Latina es muy importante en el caso de Brasil y Paraguay en la hidroeléctrica binacional de Itaipú. Brasil importa

grande parte de la electricidad producida por la parte de Itaipú que es de Paraguay, dado que el consumo de Paraguay es relativamente pequeño en comparación con la potencia de esta represa. Brasil, Venezuela y Perú están entre los diez países con mayores recursos hídricos en el mundo (cuadro 2).

La hidroelectricidad depende del agua que viene del cielo, algo que todavía no está en el mercado. Depende de la meteorología. De cualquier modo, está al alcance de todos. Es claro que una vez caída y llegada a las usinas hidroeléctricas entra en el mercado. Brasil es el primer país del mundo en recursos hídricos pero si vemos el cuadro 3, en la utilización de los recursos hídricos Brasil ya no es el primero en el mundo, es el cuarto, aunque sea el que más tiene (Perú salió de la lista del cuadro 3 y Venezuela está en antepenúltima posición). De donde resulta obvio que tenemos recursos que no usamos en la proporción en que podríamos hacerlo, a pesar de ser intensos usuarios de la hidroelectricidad.

Cuadro 2

Países con mayores recursos hídricos en el mundo

	km ³ /año		m ³ /año/habitante
Brasil	8,2	←	48,3
Rusia	4,5		30,9
Canadá	2,9		94,3
Indonesia	2,8		13,3
China	2,8		2,2
Estados Unidos	2,0		7,4
Perú	1,9	←	74,5
India	1,9		1,8
Congo	1,3		25,1
Venezuela	1,2	←	51,0
Diez mayores	29,7		34,9
Mundo	43,7		7,2

Fuente: FAO/ONU, 2003; Roberto D'Araujo, Seminário sobre Estratégias Energéticas, UFRJ, 2004.

A ese respecto cabe señalar que en América Latina tenemos situaciones diferenciadas en relación con la hidroelectricidad: por un lado ocupan un lugar de destacada importancia aspectos ambientales en relación con la utilización de la hidroelectricidad, en consecuencia, se generan movimientos de protesta contra las grandes y medias represas, y el todo confluye en una tendencia al abandono de la hidroelectricidad en América Latina.

Cuadro 3
Potencia hidroeléctrica en el mundo

	CapacidadMW	
Estados Unidos	79,5	
Canadá	66,9	
China	65,0	
Brasil	57,5	←(4º)
Rusia	44,0	
Noruega	27,5	
Japón	27,2	
Francia	25,3	
India	22,0	
Italia	16,6	
Suecia	16,2	
Suiza	13,2	
Venezuela	13,1	←

Fuente: Survey of Energy Resources World Energy Council, Roberto D'Araujo, 2004.

En Brasil hay muchos movimientos contra hidroeléctricas, el más importante se llama movimiento de "atingidos por baragens (MAB)". Los gobiernos deben tener coraje para empezar a negociar democráticamente con los movimientos ambientales teniendo en cuenta que frente a estos movimientos las únicas opciones no son reprimirlos o retroceder. Es posible negociar encontrando términos medios. Esto una necesidad imperiosa y no es lo que está ocurriendo (por ejemplo, en razón de los impactos ambientales se deben reducir las dimensiones de las áreas inundadas por futuras represas en Brasil, como en el caso de Belo Monte en Amazonia).

Hoy la discusión en Brasil es sobre la construcción de las hidroeléctricas de Rio Madeira (Santo Antonio y Jirau), muy cerca de la frontera con Bolivia, creando una preocupación también en el gobierno boliviano con sus impactos ambientales. Hay todavía la posibilidad de hacer una tercera usina del lado boliviano.

El gas natural y la crisis superada entre Brasil y Bolivia

La energía termoeléctrica entró en Brasil de una manera desorganizada, fruto de una crisis de energía eléctrica en 2001, porque con las privatizaciones durante el gobierno del presidente Cardoso fueron interrumpidas las inversiones en nuevas usinas hidroeléctricas. De ahí que se esté viviendo en Brasil una situación paradójica: tiene las

usinas termoeléctricas, pero no gas suficiente para su funcionamiento; y tiene recursos hídricos, pero es muy difícil hacer una nueva hidroeléctrica. Esta situación sitúa el origen de la crisis del gas en Brasil antes de que surgiera el problema con Bolivia.

La importación de gas natural de Bolivia, de 30 Mm³/día, es muy importante para Brasil. El petróleo importado de Venezuela por Brasil disminuye ahora que hay autosuficiencia brasileña, pero no desaparece dado que el petróleo brasileño, que viene del fondo del mar, es muy pesado. Es necesario hacer, en gran parte, un "mix" con el petróleo más liviano por lo que todavía importa crudo de Venezuela y también un poco de electricidad en el norte. En el caso de Argentina, Brasil importa un poco de gas natural en el sur y exporta hoy electricidad.

La reacción en cadena en respuesta a la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia fue pedagógica para Brasil. El gobierno brasileño actuó como debía: en el caso de la negociación con Bolivia, el presidente Lula adoptó la prudencia diplomática necesaria en relación con la cuestión social a pesar de la presión ejercida por la prensa brasileña para endurecer posiciones como reacción a las declaraciones del presidente Morales del lado boliviano. Sobre ese aspecto es necesario dividir el problema en dos: el primero corresponde al interés de la empresa Petrobras; el segundo al interés de Brasil respecto del gas natural boliviano.

La reacción de Petrobras como empresa estatal fue negociar para salvaguardar los intereses de Brasil, lo que representó una solución política. Petrobras es una empresa estatal, con acciones privadas, aunque sus directores y su presidente son nombrados por el gobierno. La adquisición de refinerías en Bolivia por parte de Petrobras tuvo origen en la privatización del sector energético en América Latina con la liberalización de la economía y el cambio del monopolio de Petrobras, que salió de Brasil y se expandió, incluso en Bolivia, comprando activos. Este tipo de inversión de transferencia de activos ocurrió también en Brasil en el sector eléctrico. Fueron vendidas usinas y empresas distribuidoras, cables, transformadores, postes, con poca inversión para expansión. Por eso Brasil sufrió una crisis de energía eléctrica en el año 2001.

Para Bolivia, la exportación de gas a Brasil es esencial: exporta 75% de su producción a Brasil; 15% a Argentina y 10% lo destina a su mercado interno. La exportación de gas representa para Bolivia 18% de su PIB. Sin embargo, el problema del precio es lo que importa: Brasil pagaba a Bolivia US\$3,8 el millón de BTU y US\$1,7 el millón de BTU para el transporte por gasoducto, resultando US\$5,5 el millón de BTU el precio para el productor. Si importara GNL, Brasil pagaría más de US\$7 el millón de BTU, aparte el costo de las plantas de regasificación. Por lo tanto, la superación de la crisis era una necesidad para ambos lados. Como los dos países ya tenían un gasoducto, encontraron una solución acordando un precio más adecuado para Bolivia. Este caso de Brasil y Bo-

livia muestra que la unión en torno a la exploración de las fuentes de energía depende de condiciones políticas, por lo tanto:

- debemos trabajar en nuestros países por crear esas condiciones;
- el mercado es un factor que no se puede olvidar pero los gobiernos tienen responsabilidad en esa cooperación;
- la cooperación no tiene que darse solamente en las fuentes convencionales sino también en las tecnologías alternativas;
- el problema del cambio climático puede ser una oportunidad.

Cambio climático, Protocolo de Kyoto y Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Un punto fundamental para una política energética en la actualidad está relacionado con el cambio climático que puede resultar de las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente el CO₂ producido por la combustión de carbón mineral, petróleo y gas natural. El efecto invernadero contribuye al calentamiento global, que es el aumento de la temperatura media del aire de la superficie terrestre. Este calentamiento global podría causar cambios climáticos muy graves en las próximas décadas, capaces de afectar la vida humana en el futuro.

El “Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)” discute sobre las bases científicas de este problema.

Hay una división de los países en la Convención Marco de la ONU sobre Cambio Climático –discutida en la Conferencia de Medio Ambiente y Desarrollo de 1992– en dos grupos:

- los países desarrollados y ex-socialistas (incluidos en el Anexo I de la Convención) están obligados a disminuir sus emisiones de gas de efecto invernadero de combustibles, particularmente de óxido de carbono;
- los países en desarrollo no tienen la obligación de reducir. Al contrario, pueden aumentar sus emisiones, porque su consumo de energía per capita es mucho menor que el de los primeros.

El primer compromiso fue definido para el año 2000 cuando las emisiones de los países del Anexo I debían ser reducidas al nivel de 1990. Como eso no estaba ocurriendo, el Protocolo de Kyoto, en 1997, cambió el plazo para el período 2008-2012 y creó el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para que los países desarrollados hagan inversiones en los países en desarrollo para reducir emisiones de gases de efecto invernadero que los primeros están obligados a hacer. El MDL entró en vigor en 2005 y ha dado lugar a muchos proyectos en China, India, Brasil, México y otros países.

Gran parte de los proyectos de MDL son en el sector de energía para reducir emisiones de CO_2 y de CH_4 .

El Protocolo de Kyoto va hasta 2012 y se discute hoy el período llamado “pos-Kyoto” en el cual los países desarrollados proponen que los no desarrollados, fuera del Anexo I, tengan también obligación de reducir sus emisiones. Pero estos argumentan que los primeros no están reduciendo las emisiones para cumplir con las metas de Kyoto, con la excepción de Alemania y Reino Unido.

Tecnologías de gran escala y gases de efecto invernadero

Energía hidroeléctrica y gases de efecto invernadero

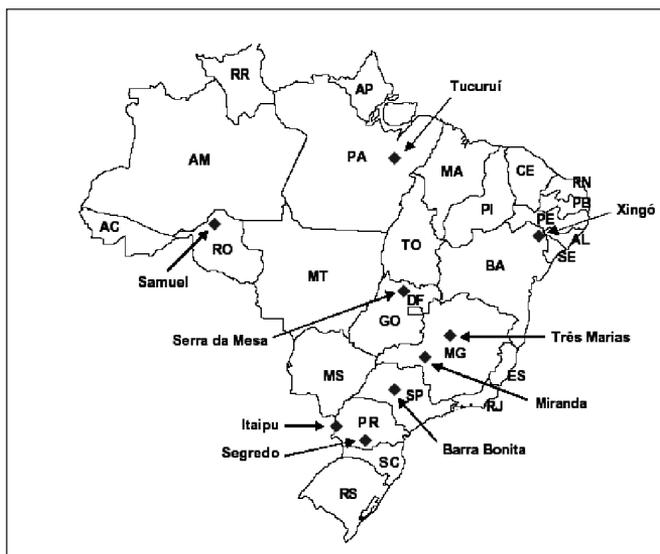
Un resultado poco conocido es que hasta las hidroeléctricas emiten gases pero, en general, menos que las termoeléctricas. El grupo de la COPPE-Universidad Federal de Rio de Janeiro realizó estudios experimentales (gráfico 3) de emisiones de las hidroeléctricas en muchas localidades de Brasil (gráfico 4), incluyendo Itaipú en el sur y Tucuruí, que es una gran represa en el norte. Todas emiten gases de efecto invernadero (CO_2 y CH_4) aunque menos que las termoeléctricas.

Gráfico 3
Medición de emisiones de gases en hidroeléctricas



Fuente: IVIG-COPPE, L. Pinguelli Rosa, Marco Aurélio Santos, Bodan Matvienko, Ednaldo Santos, 2004.

Gráfico 4
Estudios experimentales de emisiones de gases en hidroeléctricas brasileñas



Fuente: L. Pinguelli Rosa, Marco Aurélio Santos, Bodan Matvienko, Ednaldo Santos, 2004.

Energía nuclear en Brasil y Argentina

De las tecnologías tradicionales de gran escala, solamente los reactores nucleares no emiten gases de efecto invernadero en la operación, pero comportan los riesgos de la radioactividad.

Hoy se hacen reactores en Japón, Corea de Sur y China, sólo uno en Europa (Finlandia) y hay planos en Estados Unidos y Europa para la construcción de reactores llamados avanzados. La capacidad instalada de energía nuclear en el mundo no ha crecido mucho en los últimos años y en América Latina sólo Argentina, Brasil y México la utilizan. En Brasil se discute hoy la construcción de un tercer reactor, Angra III, el segundo del Tratado con Alemania.

Es posible impulsar una mayor colaboración entre Brasil y Argentina en las tecnologías del reactor y el combustible nuclear, aunque los dos países usen tecnologías diferentes: Brasil la del PWR, o sea agua natural (H₂O) con uranio enriquecido a un 3% del isótopo U-235 y Argentina la del HWR, de agua pesada (D₂O) con uranio natural (0,7% de U-235). En principio, hay la posibilidad de que el combustible usado de los reactores de Brasil (con alrededor de 0,9% de U-235) sea usado en los reactores argentinos, mediante la realización de un nuevo revestimiento de las barras de uranio a través de una innovación tecnológica (ciclo Tandem).

El problema es el plutonio en el combustible usado, que puede ser reprocesado para aplicaciones militares. Todavía los dos países son miembros del Tratado de No Proliferación Nuclear y del Tratado de Tlatelolco en Latinoamérica. Además crearán la ABACC, una agencia argentino-brasileña para inspecciones mutuas de sus instalaciones nucleares con supervisión de la Agencia Internacional de Energía Atómica.

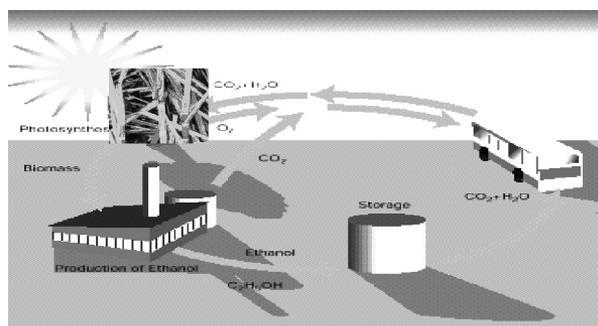
Otros problemas de la energía nuclear son el alto costo (en el caso de Brasil), los desechos radioactivos y los riesgos de accidentes nucleares como los de Three Mile Island y Tchernobil. También en Goiania, Brasil, hubo un accidente con el cesio 147 para uso medicinal.

Alternativas energéticas contra el calentamiento global. El caso de los biocombustibles

Dos importantes programas fueron iniciados por Eletrobrás en el período 2003-2004 como parte de una política del gobierno. Uno es el de fuentes alternativas (PROINFA), totalizando 3.300 MegaWatts de usinas eólicas, de biomasa y pequeñas hidroeléctricas, hechas por lo sector privado pero cuya energía contrató Eletrobrás comprometiéndose a comprarla. Eletrobrás también empezó en aquellos años otro programa –“Luz para Todos”– para universalización de energía eléctrica.

En Brasil las emisiones de gases de efecto invernadero más importantes causan la destrucción de las bosques, en particular en la Amazonia. Las emisiones non son muy grandes en el sector de energía, porque se usan en amplia escala energías renovables como la hidroelectricidad. También se debe destacar el uso de alcohol en los coches, en cuya producción la caña absorbe el CO_2 de la atmósfera (gráfico 5) cerrando el ciclo del carbono.

Gráfico 5
Ciclo del carbono en el uso de alcohol



Fuente: IVIG-COPPE.Suzana K. Ribeiro, 2005.

En el caso del alcohol la emisión de gases de efecto invernadero está compensada por la absorción del carbono durante el crecimiento del vegetal. Y esto ocurre solamente en el caso del alcohol de caña de azúcar que se hace en el hemisferio sur porque el bagazo de la caña es más que suficiente para toda la energía del proceso. Para el alcohol usado en los países del norte derivado de otros productos es necesario utilizar un combustible fósil durante el proceso de destilación del alcohol. En estos casos, como ocurre por ejemplo con el alcohol de maíz, el ciclo del carbono no se cierra porque el combustible fósil no es compensado.

Esta fue la razón del reciente encuentro entre los presidentes Lula de Brasil y Bush de Estados Unidos para discutir el uso de la tecnología del alcohol de caña en el mundo, en lugar del alcohol de maíz, cuya producción en el país del norte ya iguala a la producción de alcohol de caña del país suramericano.

Comentarios finales. Perspectivas desde el punto de vista de Brasil

La integración energética de Latinoamérica puede involucrar casi todas las fuentes de energía: el petróleo de Venezuela y México, el gas natural de Bolivia y Perú, la hidroelectricidad de Brasil y Paraguay, el carbón de Colombia, la tecnología nuclear de Argentina y Brasil, la tecnología del alcohol de caña usada en Brasil y, finalmente, las otras fuentes alternativas. En particular esta integración debe hacerse teniendo en cuenta el problema del efecto invernadero y la Convención de Cambio Climático de las Naciones Unidas.

Desde el punto de vista de la política energética para la integración, en el caso de Brasil los ejemplos de la hidroeléctrica de Itaipú con Paraguay y del gas natural de Bolivia muestran que es posible un camino que todavía tiene de ser ampliado y multiplicado a través de negociaciones bilaterales y multilaterales, siendo el MERCOSUR un instrumento importante, entre otros, para este fin.

Un análisis de la situación de Brasil con respecto a la integración energética y a la política energética de los países de Latinoamérica muestra sin duda puntos positivos que contribuyen a evitar emisiones de gases de efecto invernadero, pero también pone de manifiesto algunos problemas. Es positivo el uso de biocombustibles, en particular el alcohol de caña, así como la hidroelectricidad y la introducción de fuentes alternativas de energía eléctrica como la eólica, la biomasa y las pequeñas hidroeléctricas. Entre los problemas destacan la dificultad de resolver las negativas consecuencias ambientales de las hidroeléctricas, la introducción no planificada de las termoeléctricas a combustibles fósiles, la escasez de gas natural para éstas y el alto costo de la energía nuclear.

En Brasil, en particular en el Ministerio de Relaciones Exteriores, hay interés en la integración energética con los países de Latinoamérica. Algunos pasos se han dado en esa dirección como lo muestra la forma como el país ha manejado su relación con países vecinos en relación con el tema. Por ejemplo, el punto de vista pragmático con el que Brasil suministró energía eléctrica a Argentina cuando ésta sufrió una crisis de energía. La cuestión del gas natural con Bolivia fue tratada con mucho cuidado por la diplomacia brasileña y por el presidente Lula para mantener la cooperación entre los dos países. El tema de los biocombustibles causó manifestaciones críticas del presidente Chávez de Venezuela y del presidente Fidel Castro de Cuba, pero la posición de Brasil fue de extrema cautela para esclarecer su preocupación porque la agricultura energética no interfiera con la producción de alimentos. En el ejemplo de Brasil el cultivo de caña ocupa un área de unos 7 millones de Has., siendo 4 millones de Has. destinadas a la producción de alcohol y 3 millones de Has. para azúcar, mientras que la soya ocupa 23 millones de Has. Brasil tiene intención de construir una refinería de petróleo en Pernambuco, en el nordeste del país, en colaboración con Venezuela, y hay también una idea de ese país para construir un gasoducto hasta Brasil y Argentina. El problema es lo elevado de su costo. Muy recientemente, en visita a América Central y Caribe, el presidente Lula discutió la posibilidad de cooperar en el sector energético, en particular para la construcción de una hidroeléctrica en Nicaragua.

Desde un punto de vista teórico y político permanece la cuestión de la integración económica de toda América, incluyendo Estados Unidos y Canadá través del ALCA, en confrontación con la opción de integración latinoamericana o sudamericana, principalmente a través del MERCOSUR. La posición brasileña es darle prioridad a esta última opción ya que hay preocupación con la posibilidad de que el ALCA sea un obstáculo al desarrollo industrial de América y una limitación del intercambio con la Unión Europea y con Asia.

En los últimos años Brasil amplió mucho los intercambios comerciales con Latinoamérica, pero también con los países europeos, asiáticos –en particular con China– y africanos –en particular con África del Sur–. Es importante observar que esto no implicó para Brasil alejarse de Estados Unidos pues las relaciones entre los presidentes Bush y Lula son muy buenas.

VI La perspectiva regional de integración energética y la frágil inserción ecuatoriana

Pablo Celi

El factor energía en el nuevo contexto de integración regional en América Latina

La profundización de la interdependencia asimétrica entre productores y consumidores de energía, como resultado de las actuales condiciones del mercado de hidrocarburos y la situación de las reservas internacionales, determina la compleja estructura de intereses estatales y privados que gravita sobre los esquemas de integración energética.

En América Latina concurren países compradores y vendedores de recursos energéticos, la mayor parte de los cuales se comercia dentro de la región y hacia Estados Unidos con una significativa presencia del Estado en los procesos de producción, comercialización y reservas, en algunos casos reforzada por la orientación política de los gobiernos ascendentes.

Dinámicas contradictorias atraviesan el sector energético: junto a las empresas estatales intervienen estructuras empresariales privadas y mixtas, en muchos casos transnacionales, que han desarrollado versátiles mecanismos de reposicionamiento mediante fusiones, adquisiciones de activos y diversos tipos de asociaciones para la producción y comercialización de energía.

Tras el supuesto de autosuficiencia energética de América Latina¹ subyace un mapa regional discontinuo, con matrices heterogéneas y balances energéticos asimétricos, condicionantes de las tensiones estatales por lograr una mayor seguridad y autonomía energéticas mediante el control del encadenamiento de los procesos de generación, extracción, industrialización y comercialización de las diversas formas de energía.

En el actual contexto político y económico latinoamericano la política energética adquiere gran trascendencia para la integración regional y se constituye en movilizadora de voluntades nacionales y multilaterales en torno a la producción y comercialización de energía.

1. En América Latina se encuentra el 11% de las reservas y el 15% de la producción mundial de petróleo. América Latina y el Caribe, con una producción de 10,2 millones de barriles diarios de petróleo, consumen 6,4 millones, equivalentes a 8,4% del consumo mundial. Las exportaciones regionales alcanzan los 4,7 millones de b/d de crudo, mientras que las importaciones son de 990 mil b/d. La capacidad de refinación regional es de 6,9 millones b/d, frente a un consumo de 6,3 b/d. La producción regional de gas natural es de 180 mil millones de m³, con un consumo 60.457 millones de m³ (Ruiz Caro, 2006).

Una diversa gama de acuerdos bilaterales y multilaterales generan la expectativa por alternativas más amplias de integración tras la frustración de los proyectos de integración hacia el norte, según los modelos del ALCA y los TLC bilaterales, en un contexto regional donde la proximidad geográfica ofrece condiciones favorables a la interconexión y el comercio de energía.

Sin embargo, más allá de la diplomacia presidencial promotora de amplios acuerdos que vinculen los temas de energía a los de integración económica y política, la región aún no encuentra condiciones para una plena integración energética que articule las transformaciones en los mercados de las diversas formas de energía con las nuevas dinámicas integracionistas, en razón de que la seguridad energética no se garantiza de manera aislada.

Las asimetrías regionales en la situación y explotación de recursos energéticos y las particularidades de los mercados nacionales de energía pueden constituir factores que estimulen una mayor concurrencia en materia de intercambio de energía en función de un mejor aprovechamiento de ventajas comparativas y opciones de complementariedad entre las matrices energéticas nacionales.

Los entornos naturales y comerciales así como el balance energético de los países determinan la necesidad de ensamblajes entre sus sistemas de generación y consumo de energía, lo que estimula la búsqueda de mecanismos de integración que los propicien.

En un proceso de estructuración variable, más allá de la conformación de un mercado común de energía, las interdependencias se producen entre países de matrices energéticas diversas y asimétricas, dependientes del desarrollo nacional de infraestructuras en contextos regionales y sub-regionales, en los cuales la ampliación del comercio transfronterizo de petróleo, gas y electricidad requiere de interconexiones múltiples por la localización y características de las reservas en relación con los mercados nacionales.

Siendo el petróleo y –progresivamente– el gas natural las fuentes predominantes en las matrices energéticas de los países del área, la dinámica de sus mercados imprime fuertes condicionantes sobre el balance energético regional y los nuevos procesos de integración.

La cooperación multilateral para el aprovechamiento de recursos energéticos se encuentra significativamente condicionada por el peso regional de países con un potencial mayor y una oferta privilegiada, circunstancia particular que favorece el posicionamiento venezolano y boliviano.

El desarrollo de mecanismos de cooperación en energía ha avanzado más en el plano bilateral, en pos de complementariedades, que desde las demandas que permitan un mejor aprovechamiento del potencial de petróleo y gas, hidroelectricidad e interconexiones gasífera y eléctrica, y en algunos casos urgencias energéticas de cada uno de

los países que enfrentan diversas fisuras en sus sistemas de abastecimiento de energía a largo plazo.

Hasta hoy, algunos países latinoamericanos han avanzado en el desarrollo de interconexiones energéticas y acuerdos de suministro de hidrocarburos en términos de esquemas de comercio preferencial.

Un factor que condiciona los nuevos procesos de integración energética tiene que ver con las diferencias nacionales en el rol de los actores privados y las proyecciones estatales sobre la producción y los mercados.

Por las condiciones particulares de explotación del potencial energético en cada país se presentan diferentes esquemas de producción, distribución y comercialización en lo relacionado con los regímenes específicos de participación privada nacional y transnacional, el rol estatal y los marcos institucionales y normativos en el sector, lo cual incide en el alcance de los modelos de cooperación negociables.

Tras varias décadas de búsqueda de mecanismos de integración energética entre países latinoamericanos: desde las organizaciones regionales de la década de los setenta², la fracasada iniciativa energética hemisférica de finales de los ochenta y las tentativas del último decenio en el marco de la CAN y el MERCOSUR o la reciente Unión de Naciones Sudamericanas (UNASUR). en la actualidad ésta se inscribe en un complejo proceso de regionalización en red que abarca los tradicionales bloques de área (CAN, MERCOSUR, CARICOM, SICA), los acuerdos entre bloques y una amplia gama de acuerdos interestatales³.

Los esquemas de integración que se han desarrollado sujetos a concepciones e intereses nacionales diferentes, en el último período transitan de los modelos de apertura comercial, con privatización y desregulación del sector energético, hacia nuevas iniciativas de integración energética multilateral basadas en una mayor intervención estatal, con cooperación privilegiada entre empresas públicas, dentro de diseños geopolíticos de seguridad energética que suponen un mayor control político sobre los recursos energéticos.

En una perspectiva de integración progresiva, resultante de la concurrencia de acuerdos, mecanismos y acciones bilaterales o sub-regionales, confluyen enfoques y procesos de cooperación particulares de interconexión energética, eléctrica y gasífera,

2. ARPE (Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana), CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional) y OLADE (Organización Latinoamericana de Energía).

3. El MERCOSUR tiene acuerdos con Bolivia, Chile, México, Centroamérica, Perú, Venezuela, CAN. La CAN los tiene con MERCOSUR y su miembros: Bolivia con México, Chile y MERCOSUR; Colombia con Centroamérica, CARICOM y Chile; Ecuador con Chile; Perú con Chile y MERCOSUR. Venezuela con Chile, CARICOM, Centroamérica y MERCOSUR. Chile los tiene con Venezuela, Colombia, MERCOSUR, Perú, MCCA, México, Ecuador y Bolivia.

refinación o comercialización petrolera preferencial, aún no estructurados como una interconexión estratégica de las redes de energía bajo un marco normativo común.

En la actualidad, más allá de los múltiples acuerdos de integración y seguridad energética impulsados fundamentalmente desde Venezuela con algunos países de la región, los avances multilaterales son menores frente a los acuerdos bilaterales de construcción de interconexiones eléctricas y gasíferas y de suministro de hidrocarburos en condiciones preferenciales.

En los países productores de la región se extiende una tendencia a la recuperación del rol del Estado en la planificación y estructuración de los mercados de energía e inversión pública en exploración, explotación, infraestructura, industrialización y transporte.

En este contexto, la integración energética se plantea como un factor movilizador regional de voluntades políticas de gobierno en torno a alianzas entre empresas estatales, como una estrategia no reducida a mecanismos de precios y aseguramiento de mercados y suministros, abierta hacia acuerdos de complementación para la reducción de asimetrías y estancamientos críticos de las matrices energéticas de los países.

En medio del desplazamiento del eje hemisférico hacia la sub-regionalización de los modelos de integración, la integración energética podría devenir en un factor de aproximación de políticas nacionales y concurrencia flexible de modelos multilaterales sub-regionales o vecinales y acuerdos bilaterales vigentes, como componente de un proceso más amplio de redimensionamiento económico y geopolítico de la región.

La cooperación, la complementación y la integración energética se presentan como un factor geopolítico, mediante la alianza estratégica entre operadoras energéticas estatales orientada a garantizar la seguridad energética en la región y su progresiva integración, a través de proyectos e inversiones conjuntas en exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas natural.

Esta dinámica regional se despliega en procesos inconclusos, con dos escenarios muy dinámicos: de un lado, la integración gasífera hacia el sur, empujada por las demandas energéticas de las economías más industrializadas, con iniciativas como el anillo de interconexión gasífera del Cono Sur impulsado por Chile, con base en el potencial del campo peruano de Camisea, o el Gasoducto del Sur, a partir de la conexión de yacimientos gasíferos venezolanos con centros de consumo brasileños y argentinos; y, de otro lado, la cooperación caribeña asociada al petróleo venezolano, que avanza mediante acuerdos bilaterales de abastecimiento asociados a un esquema de cooperación sub-regional.

En este contexto regional, la exigua agenda energética común andina intenta reposicionarse en el marco de la integración sudamericana, considerando los acuerdos binacionales de interconexión eléctrica y gasífera existentes, la provisión de recursos

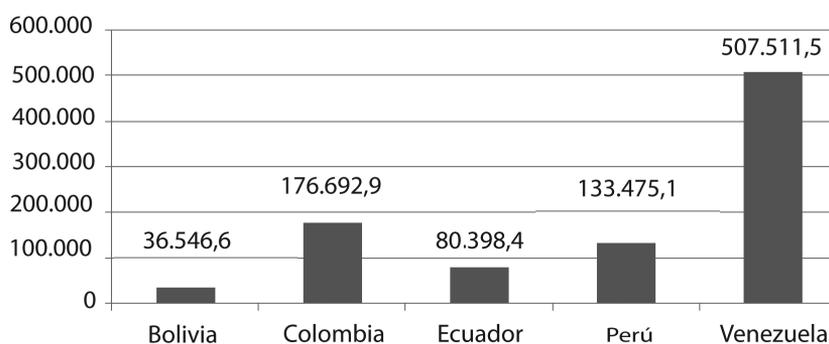
energéticos para satisfacción de déficit interno y el potencial energético diverso de los países del área.

Asimetría y dispersión andina

Un potencial fraccionado

El potencial energético del área andina –que en su conjunto evidencia índices importantes dentro del mercado latinoamericano (el sector energético representa 52% del total de exportaciones de la CAN)– se distribuye en forma muy desigual entre los países del área (gráfico 1).

Gráfico 1
Oferta total de energía (miles de barriles equivalentes de petróleo)



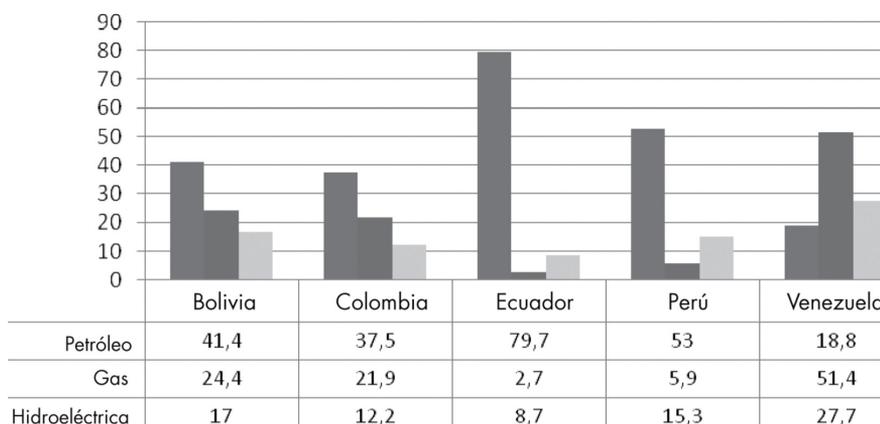
Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

Los países andinos tienen una participación diferenciada en los mercados de energía en dependencia de sus particulares matrices energéticas que presentan distintos niveles de desabastecimiento relativo de algunos productos, desproporciones en sus capacidades de generación y consumo y un desigual potencial de comercialización de recursos energéticos primarios e industrializados (gráfico 2).

En su conjunto, los países andinos representan alrededor de 40% de la producción petrolera y 71% de las reservas probadas de crudos convencionales de América Latina y el Caribe, sin embargo, éstas presentan una elevada desproporción intra-regional, con una concentración de las reservas en territorio de Venezuela⁴, lo que determina su gran potencial expansivo como exportador en el mercado petrolero internacional y constituye el fundamento de su activa política energética regional.

4. Venezuela dispone de 90% de las reservas de petróleo y 80% de las reservas de gas natural del área andina.

Gráfico 2
Oferta de energía (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela)

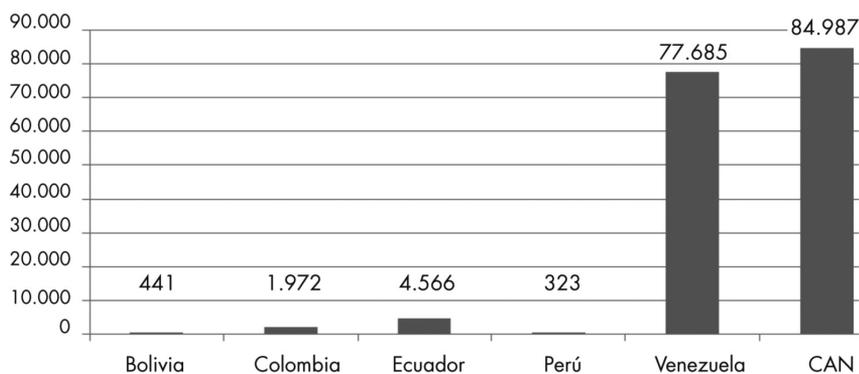


Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

La producción de gas natural no ha tenido un desarrollo significativo para la mayoría de países andinos como componente de sus exportaciones de energía ni en la estructura de sus mercados nacionales.

El potencial gasífero del área andina se concentra en la ascendente condición de Bolivia como exportador de gas natural orientado fundamentalmente al mercado brasileño y argentino, y en el potencial estratégico de Venezuela, cuya oferta, hasta hoy restringida al gas asociado a la explotación petrolera, podría ampliarse con el desarrollo de la explotación de gas natural.

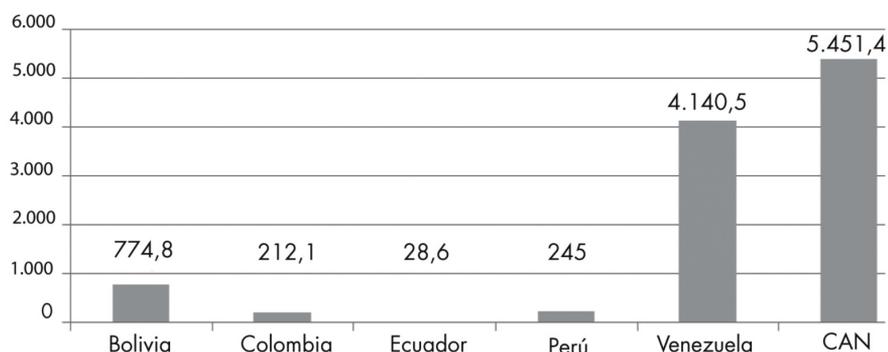
Gráfico 3
Potencial petrolero regional (reservas probadas en MM de barriles)



Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

En proporciones mucho menores se proyectan los excedentes de exportación de Perú, dependientes del desarrollo del mercado nacional, y de Colombia, que podrían incrementarse con la exploración de nuevas reservas y su localización en mercados centroamericanos, mientras que Ecuador, hasta ahora, tiene el menor desarrollo de este recurso y pocas posibilidades de expansión por sus escasas reservas probadas (gráfico 4).

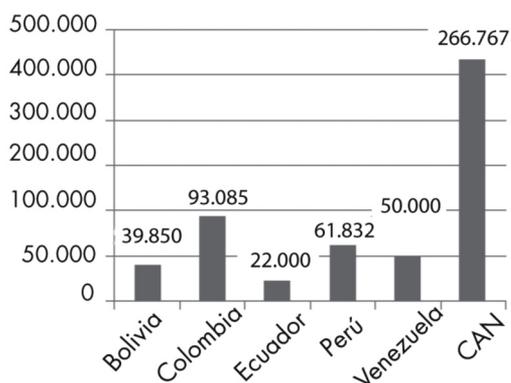
Gráfico 4
Reservas de gas natural (en billones de m3)



Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

La evolución del sector eléctrico en el área andina, desconectada de la matriz hidrocarburífera, muestra la dispersión de las estructuras energéticas nacionales y sub-regionales: mercados eléctricos desiguales con redominio de la generación hidráulica en la oferta eléctrica, sujetos a contingencias climáticas y técnicas con impactos variables en cada uno de los países (gráficos 5.1 y 5.2).

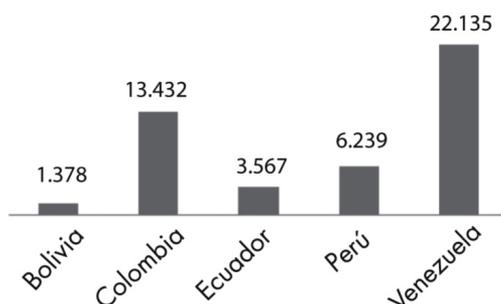
Gráfico 5.1
Potencial hidroeléctrico (en miles de MW)



Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

Gráfico 5.2

Capacidad instalada en la región para producción de energía eléctrica (megavatios)



Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

La participación de los países andinos en el actual desarrollo de los mercados energéticos evidencia significativas asimetrías y desproporciones entre economías nacionales, siendo Venezuela en el sector petrolero y Bolivia en el gasífero los países más dinámicos en la actual configuración del mercado energético latinoamericano.

Esta distribución asimétrica del potencial energético de la región estimula la búsqueda de complementariedades para la cooperación energética manifiesta en la dinámica de acuerdos bilaterales y multilaterales. A la interconexión de los sistemas eléctricos y el intercambio de energía eléctrica promovidos como dinamizadores de un mercado común, se añade en el último período la interconexión del gas natural como un nuevo elemento para el desarrollo de mercados integrados de energía.

Sin embargo, las pocas interconexiones eléctricas establecidas entre países andinos están más ligadas a las demandas de desarrollo de zonas fronterizas y a las contingencias de abastecimiento por emergencias que a sistemas de interconexión estratégicos, como en los casos de interconexión eléctrica de Ecuador con Colombia y Perú, o entre Colombia y Venezuela.

Las interconexiones hidrocarbúricas desarrolladas desde algunos países de la región tienen destinos bilaterales o extra-regionales, como sucede en los casos de las interconexiones gasíferas de Bolivia y Venezuela con Brasil o Argentina.

La dimensión y proyecciones del mercado energético de los dos países con mayor potencial de exportación y reservas, cuyos mercados prioritarios se ubican más allá del área andina, ahondan las limitaciones de la CAN para constituirse en espacio sub-regional de integración energética.

En términos sub-regionales andinos, los mercados son exigüos y la interconexión muy limitada; la demanda energética de los otros mercados sub-regionales, dadas las características de las matrices energéticas de Ecuador, Colombia o Perú, es insuficiente

para absorber las estrategias de colocación de la oferta de Venezuela y Bolivia, cuyos mayores mercados son necesariamente transandinos, se proyectan sobre el área del MERCOSUR y hacia contextos bilaterales con Brasil, Argentina y Chile y, en la perspectiva transcontinental, hacia Estados Unidos, Unión Europea, China e India.

El desborde energético venezolano sobre los mercados regionales

La magnitud del potencial hidrocarburífero con el que cuenta Venezuela, el mayor del continente⁵, determina las proyecciones y los alcances de sus políticas energética y de integración, que se desarrollan en diversos escenarios regionales y sub-regionales y en una amplia gama de acciones y acuerdos de cooperación bilateral específica con la mayoría de países del continente.

De hecho, Venezuela es el país que ha desplegado las más amplias y diversificadas iniciativas políticas y comerciales en integración energética regional. Su intensa actividad en este campo ha estimulado de manera significativa la dinámica actual del factor energético en las aproximaciones bilaterales y multilaterales en el continente. La proyección regional de sus intereses energéticos es asumida como principio y objetivo fundamental de su política energética ligada a la promoción de una seguridad energética basada en la diversificación de los mercados y el desarrollo de complementariedades y articulaciones estratégicas entre las matrices energéticas nacionales de casi todos los países sudamericanos.

El control estatal sobre los recursos energéticos es una condición necesaria para la articulación de la política energética de Venezuela con esquemas de cooperación interestatal por su costosa geopolítica petrolera, que contempla la reinversión de parte de su renta petrolera en el posicionamiento regional de su potencial hidrocarburífero mediante inversiones directas, esquemas de financiamiento de proyectos interestatales o concesión de precios preferenciales y crédito energético.

Esta reinversión regional de parte de la renta petrolera venezolana se ha venido sustentando en las ganancias extraordinarias resultantes de los altos precios del petróleo y en incrementos de los ingresos estatales por concepto de la ley de hidrocarburos que asegura al Estado venezolano una intervención mayoritaria en el sector⁶ donde, sin embargo, está presente una importante participación de empresas transnacionales.

5. La producción petrolera venezolana es de 3,1 millones de b/d, con una capacidad de refinación de 1,1 m b/d en el interior y en el exterior 2,2 m b/d; y reservas de 78 mil millones de barriles de crudo convencional y 235 mil millones de crudos extrapesados en la Franja del Orinoco. Las reservas probadas de gas de Venezuela son las mayores de la región y las octavas del mundo (González Silva, 2006).

6. El control estatal se extendió sobre el sector con la conversión de 32 convenios operativos con compañías extranjeras a empresas mixtas con participación estatal del 80%, un pago de regalías de 16% y recuperación para PDVSA de 32 campos concesionados en la década de los noventa; y se viabiliza por la propiedad sobre la totalidad de las reservas y el monopolio de la comercialización de PDVSA.

Desde una visión geopolítica del factor energético, que lo vincula con la multipolaridad y la integración latinoamericana, el gobierno de Venezuela busca articular sus propios recursos con los de otros productores menores para convertirlos en un elemento geoestratégico de la integración regional.

Esta proyección regional de la política venezolana se corresponde con su objetivo de diversificación de los mercados petroleros, fuentes de financiamiento y tecnologías, mediante la asociación empresarial estatal para el desarrollo petrolero y gasífero y el aseguramiento de los suministros para el abastecimiento de la demanda de petróleo y gas, crecientes en Sudamérica y el Caribe, sin que estos sean sus destinos exclusivos⁷.

Esta estrategia de despliegue de nuevos mercados regionales está ligada también a la perspectiva de desarrollo de la explotación de gas no asociado en la Franja del Orinoco y en el mar Caribe y, adicionalmente, a la ampliación del sistema de refinación venezolano mediante la construcción y readecuación de refinerías en terceros países, que se convierte en un factor de la integración de infraestructura regional, al tiempo que efectiviza la planificación estratégica venezolana al 2012⁸, orientada al incremento del potencial de procesamiento de crudos y su comercialización internacional mediante una mayor capacidad de refinación de crudos pesados y extrapesados.

En el campo regional, los objetivos de largo alcance que impone a Venezuela la gestión estratégica de su potencial hidrocarburífero la proyectan necesariamente más allá del arco andino, hacia los mercados desarrollados de energía en las economías industriales del sur continental, fundamentalmente Brasil⁹ y Argentina¹⁰, con los cuales alcanza un ensamblaje significativo¹¹.

7. Más allá de la geopolítica petrolera hacia Sudamérica, Venezuela es el cuarto proveedor de petróleo crudo a EEUU, al que aporta el 12% de sus importaciones, porcentaje que adquiere mayor significación si se considera la importancia del volumen de las reservas venezolanas para una potencia industrial, frente a mercados lejanos y recursos escasos.

8. El Plan Siembra Petrolera 2005-2030, que promueve la ampliación de la exploración y producción de gas, establece una planificación de mercados a través de la estimulación de la demanda interna y el suministro a países latinoamericanos y caribeños.

9. La cooperación con Brasil se da en varios campos: políticas de precios, exploración y explotación en el mar, acuerdos de inversión en infraestructura energética, refinerías, oleoductos, gasoductos, tanqueros y servicios petroleros. Desde el año 2005 los dos países mantienen acuerdos de inversión compartida para la construcción de una refinería de crudos pesados en Brasil y la exploración de yacimientos gasíferos en Venezuela, además de negociaciones para la producción de etanol, biodiesel, construcción de plataformas y navíos, proyectos conjuntos en la Franja del Orinoco, producción y distribución de lubricantes, refinación, capacitación científica, técnica y explotación de campos maduros.

10. Con Argentina se llevan adelante proyectos de inversión en campos petroleros, exploración marítima, refinación, terminales portuarios y transporte de combustibles. PDVSA se ha aliado con la Empresa Petrolera Argentina-ENARSA para impulsar su desarrollo, lo que incluyó la compra de patrimonio de RHASA para expandir su sistema de refinación en el exterior, flexibles convenios comerciales y de participación con empresas como REPSOL, y acuerdos de complementación interestatal por intercambio de productos agroindustriales y buques petroleros a cambio de fuel oil venezolano. En el marco del Tratado de Seguridad Energética bilateral se contempla la participación de Argentina en la Faja de Orinoco y un convenio sobre las plantas de regasificación de gas venezolano.

11. En el marco de la iniciativa común de PetroSur, Venezuela, Argentina y Brasil se plantean una asociación

La iniciativa de cooperación energética de Venezuela hacia el sur se amplía con Uruguay, mediante acuerdos de abastecimiento petrolero, explotación binacional de hidrocarburos, inversiones en refinación y etanol; y con Paraguay para crédito en adquisiciones de petróleo y derivados y modernización de infraestructura de refinación para procesamiento del crudo venezolano.

La amplitud de la inter-relación venezolano-boliviana en materia de energía desborda también el campo sub-regional andino: abarca desde la coordinación de políticas energéticas hasta acuerdos de suministro de crudo, productos refinados y GLP a Bolivia; esquemas de financiamiento preferencial; compensaciones comerciales con bienes o servicios y explotación binacional en la Franja del Orinoco.

Con la constitución de PetroAndina como empresa binacional¹², la cooperación boliviano-venezolana da un paso importante para la institucionalidad de cooperación binacional, con proyectos exploración y explotación de hidrocarburos en los departamentos bolivianos y en la Franja del Orinoco venezolano y potenciales desarrollos en petroquímica.

La cooperación hacia el sur se asegura también mediante acuerdos multilaterales, desde aquellos que contempla el ingreso de Venezuela al MERCOSUR, hasta los últimos proyectos de desarrollo energético trilateral con Bolivia y Argentina en el contexto de la Organización de Países Productores y Exportadores del Gas del Sur (Opegasur).

La cooperación venezolana con Colombia en materia de interconexión gasífera ha sido impulsada por las perspectivas de crecimiento del sector en este país, con lo cual el Gasoducto colombo-venezolano, construido con inversión venezolana¹³, en lo inmediato se destina a solventar el déficit de combustible en la región occidental de Venezuela alimentando la refinería local. En dependencia del desarrollo de la producción y los mercados de gas, se proyectaría su utilización para abastecimiento a Colombia o la ampliación de la interconexión hacia terceros países mediante el Gasoducto Transcaribeño que incluiría a Panamá, Nicaragua y Costa Rica.

En la dimensión multilateral, Venezuela viene impulsando los macroproyectos sub-regionales de integración de empresas estatales de América Latina y el Caribe en Petro-América, destinada a inversiones conjuntas en exploración, producción, refinación y comercialización de petróleo y gas natural. Hasta el momento esta dimensión se articula en lo fundamental a las reservas venezolanas de petróleo y gas, comprometidas en acuerdos bilaterales de abastecimiento con proyección regional en el Caribe y el Cono Sur.

en proyectos de exploración, refinación, explotación, industrialización, transporte e infraestructura de alta proyección estratégica.

12. Integrada como empresa mixta por la Compañía Boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la estatal venezolana Petróleos de Venezuela (PDVSA) con participaciones del 60% y 40% respectivamente.

13. La propiedad, operación, administración y mantenimiento son de PDVSA, con un costo de 230 millones de dólares.

La infraestructura venezolana de refinación en el exterior, componente fundamental de su sistema energético, con reservas superiores a su capacidad instalada de refinación interna, busca ampliarse con la construcción de nuevas refinerías en Brasil, Uruguay, Ecuador, Panamá y República Dominicana, y la ampliación de refinerías en Cuba, Jamaica, Bolivia, Paraguay, con procesamiento de crudo venezolano para los mercados nacionales de esos países.

Para la explotación de reservas de gas no asociadas Venezuela requiere, además de ampliar su mercado nacional de gas natural, posicionarse en los distintos mercados regionales mediante inversiones en exploración y explotación del recurso y en la interconexión integral de su sistema de transportación interno y de redes de interconexión vecinales y regionales¹⁴.

En una proyección estratégica, la expansión del mercado energético venezolano, mediante la ampliación de la comercialización del gas y la repotenciación de su capacidad de producción petrolera, respaldados en las reservas de la Franja del Orinoco, depende de contrapartes receptivas a nivel regional y bilateral.

La ruta transandina del gas boliviano

La expectativa de Bolivia –que cuenta con las segundas reservas de gas más importantes de la región después de Venezuela¹⁵– respecto de la emergencia de una nueva época del gas en el balance energético mundial y regional ha tenido gran incidencia en la evolución de su escena política nacional, estrechamente ligada a la política energética.

Siendo el gas el producto fundamental del que depende el financiamiento del desarrollo y los ingresos fiscales del Estado en Bolivia, una prioridad inmediata de su seguridad energética radica en el potencial de comercialización del gas hacia mercados vecinales y regionales lejanos de la sub-región andina.

En esta perspectiva, la expectativa de ampliación de las exportaciones de gas boliviano requiere del desarrollo de la infraestructura de transporte y procesamiento que demanda de elevadas inversiones para interconexión y depende, en alto grado, de acuerdos de cooperación para el aseguramiento de mercados.

Esta condición ha determinado la proyección energética sureña de Bolivia en cuanto su mercado energético se ha desarrollado articulado al déficit de Argentina y a la demanda sostenida de Brasil, el mayor consumidor de energía de América Latina, que incorporó el gas a su matriz energética desde la década de los noventa en dependen-

14. Entre los objetivos gubernamentales está el de que Venezuela se constituya en exportador neto de gas natural en 2009 y duplicar la producción de gas líquido para lo cual PDVSA tiene previsto invertir 16.780 millones de dólares en proyectos de alto impacto en materia de gas en el período 2006-2012.

15. Las reservas bolivianas, 54 trillones de pies cúbicos de gas libre, son las mayores del continente si se considera que 90% de las reservas probadas de Venezuela, 143 trillones, son de gas asociado al petróleo.

cia del aprovisionamiento boliviano, en virtud de lo cual los gobiernos brasileños han venido precautelando las posiciones de Petrobrás en la cadena producción y comercialización del gas en Bolivia.

De su lado, Argentina, el mayor consumidor de gas del cono sur y único proveedor regional de Chile y Uruguay, ha contado con Bolivia para enfrentar su déficit energético por el decaimiento del sector gasífero que provoca desabastecimiento interno y continuos incumplimientos del abastecimiento vecinal hacia Chile, país con una gran demanda sin soporte regional establecido, dependiente de las exportaciones argentinas y extracontinentales.

Una ampliación del mercado del gas boliviano hacia Chile parece muy remota, por estar sujeta a factores tanto políticos, en relación a su demanda de salida al mar, cuanto de competencia con el gas proveniente de Argentina.

Bolivia, en una perspectiva más amplia de exportación de gas licuado hacia mercados extra-regionales (norteamericano, europeos o asiáticos) requiere también de acuerdos de cooperación e integración para la infraestructura de licuefacción y transporte que, por su incidencia en los precios, posibiliten condiciones de competencia favorables frente a la producción de países provenientes de la ex Unión Soviética, Qatar, Indonesia o Argelia. Entre estos acuerdos se incluirían puertos de exportación hacia el Pacífico en Perú o Chile.

La sostenibilidad energética de Bolivia supone el desarrollo de su matriz energética nacional más allá de la exportación de gas natural licuado, para lo cual demanda de la generación de valor agregado mediante procesos de industrialización que exigen ampliar su limitado mercado interno y contar con un entorno adecuado para la comercialización de derivados.

En la actualidad Bolivia busca industrializar el gas natural con la cooperación de Argentina¹⁶ y Venezuela; en el primer caso, su ensamblaje se proyecta hacia el sur y en el segundo se articula a la iniciativa continental venezolana más que a un proyecto andino.

De otro lado, el vínculo con Venezuela tampoco responde a una dimensión regional andina, más allá de la designación como “petroandina” a la alianza empresarial de las petroleras estatales Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Petróleos de Venezuela (PDVSA), sino más a un ensamblaje bilateral que regional para proyectos de exploración y explotación de gas y petróleo en los dos países.

Este ensamblaje energético bilateral, bajo el modelo de empresas mixtas con participación de los dos Estados, es ampliado al sector termoeléctrico con la creación de una

16. La cooperación argentina con la industrialización del gas en Bolivia, que supone elevadas inversiones, está encadenada a los convenios para la exportación de 27,7 millones de metros cúbicos de gas boliviano hacia Argentina a partir de 2010, a través del gasoducto del noreste argentino, quintuplicando el volumen de exportación actual.

empresa compartida para la planta de Chapare y la perspectiva de otra empresa mixta para el desarrollo de la industria petroquímica, propuesta por el presidente Chávez.

La articulación bilateral de la matriz energética boliviana se evidencia también en la eventual importación de gas licuado de Venezuela y Argentina, como reserva de consumo interno, ante riesgos de escasez por el incremento de la demanda estacionaria en invierno.

Las proyecciones de la cooperación interestatal en torno al gas se inscriben también para Bolivia en un proceso de reconfiguración de su espacio geopolítico vecinal y sub-regional en el que tiene fundamental importancia el viejo y aún no resuelto problema de su salida al mar, resignificado alrededor de un nuevo proyecto nacional.

A diferencia de las nacionalizaciones petroleras precedentes, caracterizadas por la ocupación estatal del sector y la expropiación a las empresas transnacionales con la apropiación de la renta petrolera en disputa, la actual nacionalización del gas sin expropiaciones, por asociación con participación estatal mayoritaria mediante la renegociación de los contratos de concesión, está ligada a objetivos geopolíticos y estratégicos de reposicionamiento regional y reinserción de Bolivia en los procesos de integración continental y en los ciclos industriales en el continente, a los que se articularía una estrategia de desarrollo económico social.

Esta dimensión geopolítica es favorecida por la localización de las reservas exportables de gas y el sistema de gasoductos conectados con Bolivia como centro de aprovisionamiento y transporte hacia el cono sur, lo cual condiciona también la orientación geoestratégica de su integración energética, dada su vecindad con las mayores economías industriales del subcontinente (Brasil, Argentina y Chile) que –condicionadas por mercados progresivos insatisfechos– demandan también de alianzas estratégicas regionales o bilaterales que eleven su seguridad energética.

Para los bolivianos, la dimensión transandina del gas como recurso de su proyecto nacional está sujeta a factores económicos y geopolíticos propios de su condición mediterránea por lo cual, en términos de integración energética, la inserción externa de su economía, fundamentalmente exportadora de recursos energéticos, se articula en forma privilegiada con economías industriales del sur del continente, lo que le exige desarrollar y consolidar los mercados próximos con Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay, y eventualmente Chile, al igual que la perspectiva de industrialización del gas natural para exportaciones de diesel ecológico y GLP sintético a mercados extra-regionales: Unión Europea, Japón y Estados Unidos.

Estímulos extra-regionales sobre los mercados marginales de Colombia y Perú

El balance energético de Colombia presenta limitaciones en sus reservas¹⁷ y su autosuficiencia hidrocarburífera se ve amenazada por la sombra de un déficit de abastecimiento interno de petróleo por la declinación de sus yacimientos¹⁸ y las limitaciones en la exploración de nuevas reservas.

Con una producción de 464 mil barriles diarios y un consumo interno de 222 mil barriles diarios, el excedente tiene como destino fundamental el mercado norteamericano, del que participa en un 2%.

El mercado del gas está poco desarrollado, su mayor consumo está en el sector termoeléctrico. En un proceso de expansión de su demanda interna Colombia requerirá incrementar sus reservas de gas natural, a riesgo de una mayor dependencia de importaciones hidrocarburíferas que podrían ser abastecidas por parte de Venezuela.

En la actualidad se comercializa internacionalmente un 50% de los excedentes de gas colombiano. La expansión en la colocación de esta oferta depende del desarrollo de mercados vecinales o sub-regionales, algunos proyectados en el sistema binacional del gasoducto colombo-venezolano y su potencial ampliación transcaribeña.

También Perú podría presentar un potencial expansivo de su producción hidrocarburífera con la explotación y comercialización del campo de petróleo y gas de Camisea, donde se ubican reservas que incrementarían en 45% la producción nacional¹⁹, cuyo aprovechamiento está asociado al crecimiento de su mercado interno y al establecimiento de mercados para su comercialización regional hacia el cono sur, dentro del proyecto anillo energético, lo que requiere de inversiones en infraestructura de transporte.

En la perspectiva de ampliación de la oferta energética de Perú con exportaciones gasíferas, éstas tendrían como destino el mercado norteamericano, para lo cual deberá asumir la construcción de una planta de GNL para producción de diesel oil e infraestructura de transporte y transformación de gas líquido.

Por las condiciones mencionadas, los desarrollos potenciales de las ofertas energéticas peruana y colombiana determinan sus expectativas de adscripción a mercados más allá del área andina, lo cual debilita también la incorporación de estos países a una perspectiva de integración energética dentro de los marcos sub-regionales y sus propios espacios de relacionamiento bilateral en materia de comercio energético.

17. Las reservas probadas de petróleo alcanzan a 0,2 mil millones de barriles, con un horizonte temporal en la relación reservas/producción de 7,3 años (González Silva, 2006).

18. Presenta una caída aproximada de 15% (González Silva, 2006).

19. Las reservas del campo Camisea llegarían a 361 billones de m³ y 600 billones de barriles condensados (González Silva, 2006).

Aislamiento y desarticulación estructural del sistema energético ecuatoriano

La sostenibilidad energética consuetudinariamente vulnerada por el rentismo petrolero

Ecuador enfrenta los nuevos desafíos en materia de integración energética desde un balance energético frágil determinado por las vulnerabilidades estratégicas y los desajustes estructurales de su matriz energética, determinantes de la elevada ineficiencia del sistema energético del país en torno al cual se acumulan factores de riesgo que han venido amenazando su sostenibilidad.

La expectativa de inserción en procesos de integración energética regional pone en evidencia las deformaciones del manejo de la energía en Ecuador, particularmente del sector petrolero, signado por un aislamiento rentista carente de sostenibilidad estratégica, cuya superación demanda de escenarios de cooperación para el enfrentamiento de coyunturas críticas relacionadas con los mercados internacionales de hidrocarburos en cuanto a variabilidad de precios y fluctuaciones de la demanda y, en una proyección más estratégica, la transformación productiva de la explotación de hidrocarburos.

Las deformaciones estructurales, asociadas al supuesto de que Ecuador es un “país petrolero”, fomentaron el dispendio estatal y privado que acompañó la atrofia del sistema productivo y las distorsiones de la matriz energética y la estructura del consumo de energía, dependientes fundamentalmente del petróleo²⁰ en el modelo comercial de una economía extractiva divorciada del desarrollo productivo, al que se adecuó el rentismo estatal, articulado presupuestariamente a este recurso como principal producto de exportación, determinante de la balanza comercial²¹ y fuente privilegiada de provisión de divisas (gráfico 6).

En este contexto, desde la década de los noventa las políticas de gobierno propiciaron la ampliación de la extracción del crudo mediante el estímulo a la actividad de empresas privadas en el sector, con una explotación destructiva de los campos y la declinación de la participación pública en el excedente petrolero hasta la virtual pérdida de control del Estado sobre la renta petrolera y la progresiva desnacionalización y descapitalización del sector estatal, cuya producción entró en una reducción tendencial sostenida²².

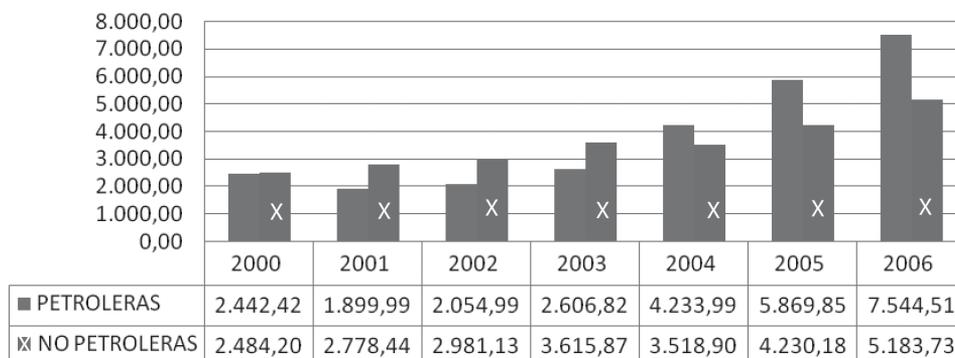
20. El sector de hidrocarburos abarca el 71% de la demanda energética nacional.

21. En la última década se duplicó el peso de las exportaciones petroleras en la balanza comercial en relación con el total de las exportaciones del país, pasando de 30% a finales de los noventa hasta 61% en 2006; y su participación en el PIB se elevó de 7% a 16%.

22. Entre los años 2001 a 2005, la participación estatal en el total del producto pasó de 56% a 37%.

Gráfico 6

Ecuador: evolución de las exportaciones petroleras y no petroleras, 2000-2006
(MM US\$)



Fuente: elaboración propia con base en datos del Banco Central de Ecuador.

En el último período, con precios elevados del crudo en el mercado internacional, se desarrollan dos procesos que tendrán mucha significación en la evolución del sector hidrocarburífero ecuatoriano: al incremento de las exportaciones privadas, que devinieron mayoritarias tras la puesta en funcionamiento del Oleoducto de Crudos Pesados OCP destinado en 80% a la transportación de su producción, siguió una situación inversa a partir del año 2006, con la salida de operación de la empresa Occidental (OXI) tras la declaratoria de caducidad de su contrato y el traspaso de la operación del Bloque 15 a Petroecuador, a partir de la cual el Estado pasó a tener una participación mayoritaria en el volumen de extracción petrolera, llegando a controlar 63% del total de las exportaciones de crudo²³ (gráficos 7 y 8).

Sin embargo, esta modificación de las condiciones de explotación y comercialización de un alto porcentaje de los recursos petroleros se produce sin una transformación estructural del sistema de producción, anclado en la exportación de crudos, con escaso valor agregado para la economía nacional por parte de las actividades extractivas y las de refinación²⁴, que se han contraído en 10,2%, dependientes de importaciones de insumos y combustibles que gravan sus costos²⁵ (gráfico 9).

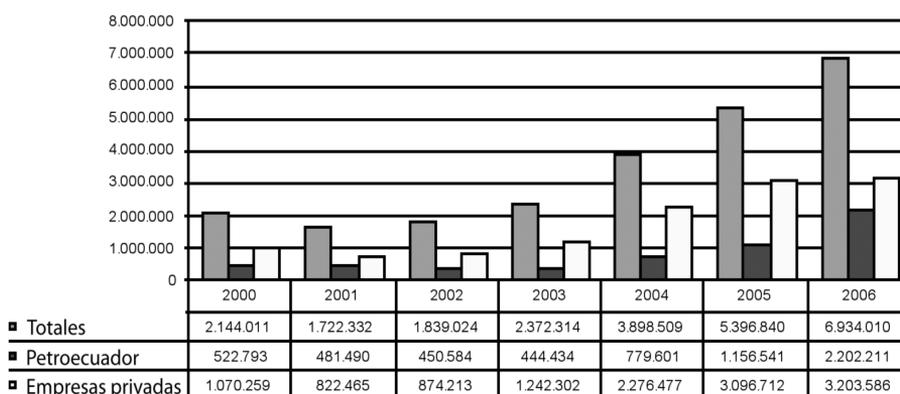
23. La participación de las empresas privadas en la producción total, que pasó de 44,2% en 2001 a 63,4% en 2005, se reduce en 2006 a 53,8%, tras la sustitución de Occidental por Petroecuador, pasando la participación de esta última de 36,6% a 46,2%, con lo cual la tasa de crecimiento de la producción de Petroecuador se incrementó hasta 27,4% frente a la reducción de las empresas privadas en 14,6% (cf. MEM, 2007).

24. Entre los años 2005 y 2006 las tasas en el valor agregado petrolero presenta tasas negativas de -0,2% y -4,6%, respectivamente.

25. El incremento de las importaciones de productos refinados en un 28,6% se refleja en la reducción del valor agregado.

Gráfico 7

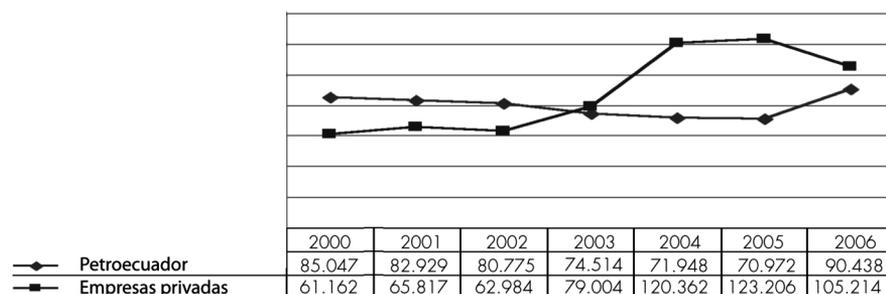
Ecuador: ingresos por exportaciones de petróleo, 2000-2006 (MM US\$)



Fuente: elaboración propia con base en datos de Petroecuador.

Gráfico 8

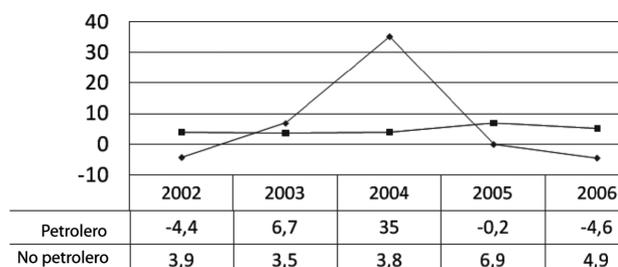
Ecuador: evolución de la producción petrolera en campo, 2000-2006 (Petroecuador/Emresas privadas, en miles de barriles)



Fuente: elaboración propia con base en datos de Petroecuador.

Gráfico 9

Ecuador: tasa de variación del valor agregado petrolero y el no petrolero



Fuente: elaboración propia con base en datos del Banco Central de Ecuador.

La dependencia de la matriz energética ecuatoriana respecto del petróleo y sus derivados, como fuente de energía fundamental, se ha incrementado en los últimos años en el contexto del supuesto nuevo auge petrolero vinculado con la elevación de los precios del crudo y el incremento relativo en los volúmenes de exportación, lo cual ha sobredeterminado las acciones de política energética concentrándolas en este recurso, en detrimento de políticas integrales que transformen y localicen las fuentes de energía en relación con las actividades productivas y la diversificación en los tipos de consumo²⁶.

La primacía del petróleo como fuente de energía ha postergado el desarrollo de un sistema energético diversificado, integral y sostenible frente a las contingencias comerciales, trances técnicos, riesgos naturales y factores de incertidumbre externos. Esta concentración estructural de la matriz energética en fuentes hidrocarburíferas primarias se acompaña con las limitaciones en la infraestructura transformativa y la carencia de desarrollo de fuentes alternativas: mientras se incrementa el peso del petróleo en el balance energético, no ha avanzado la exploración de reservas gasíferas ni la inversión en la generación eléctrica, y la utilización de biomasa ha continuado la tendencia a la baja de las últimas décadas.

Esto se refleja en la estructura de la demanda de energía, en la que se presentan severas distorsiones de consumo con tendencia al incremento en la utilización de energía primaria²⁷, una participación mayoritaria (de 54%) del sector transporte y un irracional desfase entre la infraestructura térmica de generación de energía eléctrica y la oferta interna de combustibles, que impone una demanda creciente de importaciones de diesel.

El deterioro del autoabastecimiento conduce a una progresiva dependencia del suministro de energía importada que alcanza 40% de la demanda nacional (MEM, 2007: Agenda energética 2007-2011), con lo que Ecuador ha visto reducir su autonomía energética²⁸, deviniendo en importador de cantidades crecientes de derivados y electricidad²⁹ (gráfico 10).

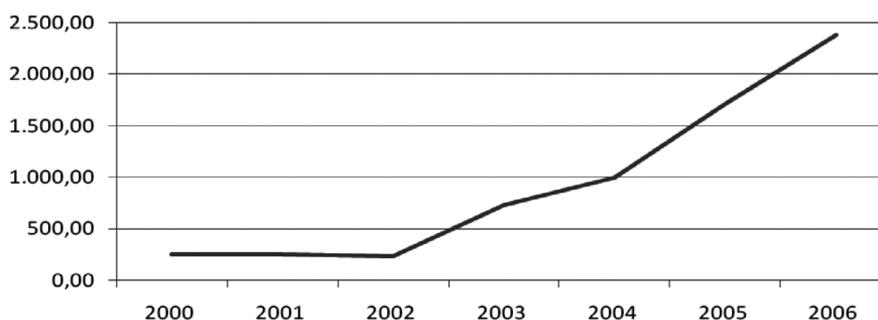
26. Entre 1990 y 2006 la demanda de energía dependiente del petróleo y derivados importados pasó de 75% a 81% del consumo total de energía (MEM, 2007).

27. La demanda de energía primaria mantuvo un crecimiento sostenido de 4,6% anual durante el período 2000-2005, superior a la tendencia de 3,4% registrada en el quinquenio precedente (MEM, 2007).

28. Entre 1990 y 2006, el nivel de autoabastecimiento energético primario del país cayó de 96% a 73% (MEM, 2007).

29. La importación de derivados de petróleo se incrementó siete veces en las dos últimas décadas. En 2006 las importaciones energéticas, de combustibles y electricidad alcanzaron 35% de las exportaciones petroleras y representaron el 22% de las importaciones (MEM, 2007).

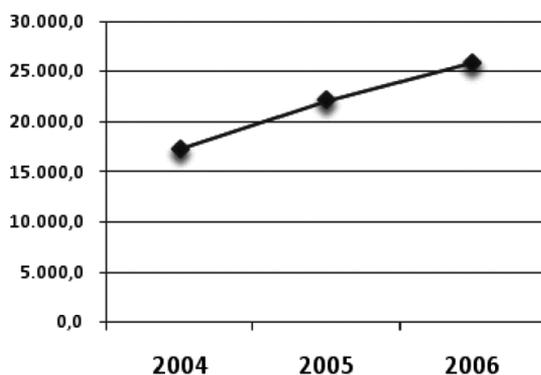
Gráfico 10
Ecuador: importaciones petroleras 2000-2006



Fuente: elaboración propia.

La inconsistencia de este modelo energético es mayor si consideramos que los ingresos obtenidos de la exportación de petróleo crudo son usados para financiar las elevadas importaciones de combustibles, derivados de petróleo y energía eléctrica, generando pérdidas económicas adicionales que se originan en los diferenciales de precios por la penalización internacional al crudo pesado y los incentivos a los productos livianos.

Gráfico 11.1
Ecuador: volumen de importaciones de derivados del petróleo (miles de barriles)



Fuente: elaboración propia.

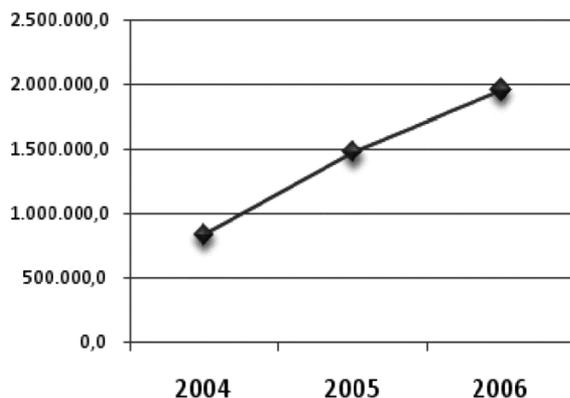
El sistema de refinación de petróleo presenta peligrosos niveles de obsolescencia y deterioro en algunos de sus componentes y se encuentra desarticulado del tipo de crudo³⁰ y de las características del mercado interno de derivados, lo cual afecta la esta-

30. El deterioro de las refinadoras se agrava por falta de adecuación de sus instalaciones para el procesamiento de crudo de 23 grados API, cuando fueron diseñadas para 28 grados API.

bilidad, el volumen y la calidad de su producción y agrava la demanda de importación de combustibles³¹.

Gráfico 11.2

Ecuador: costos de importación de esos derivados (en miles de US\$)



Fuente: elaboración propia.

Tras décadas de políticas de apertura y privatización del sector petrolero, Ecuador devino en importador de productos hidrocarbúricos derivados, lo cual consume gran parte de los ingresos provenientes de la exportación de petróleo.

La desinversión estatal en el sector energético, que favoreció la expansión y ganancias de las transnacionales en nombre de la política de inversión extranjera, acompañó la explotación no estratégica y abusiva del recurso hidrocarbúrico, el deterioro de la infraestructura y capacidad de gestión de las empresas estatales en el sector energético, eléctrico y petrolero y la renuncia a la industrialización del recurso.

La descapitalización del sector energético, como resultado de las políticas de contracción de la inversión pública, privatización y desregulación generadas en la década de los noventa y sus inercias institucionales en los años posteriores, agravó la fragilidad del modelo energético al restringir la ampliación del potencial energético y afectar el sostenimiento de la capacidad instalada, acarreado el deterioro financiero, administrativo, comercial y la capacidad de producción de Petroecuador, empresa que aporta 30% del presupuesto general del Estado³².

31. Debido al desajuste entre la estructura de refinación y la estructura de la demanda interna, el país tuvo que importar alrededor de 20 millones de barriles de combustibles, al tiempo que exportó 13,5 millones de productos derivados del petróleo, particularmente fuel oil y bunker (MEM, 2007).

32. De los US\$1.300 millones que le correspondían a Petroecuador por el Fondo de Estabilización Petrolera, únicamente le han sido asignados US\$220 millones (MEM, 2007).

La situación del ente petrolero estatal devino crítica en cuanto el deterioro de la producción de petróleo en los campos manejados por Petroecuador pone en riesgo la seguridad y la gestión estratégica de las reservas de petróleo existentes, mientras la empresa asume el costo creciente de las importaciones de derivados de petróleo³³.

Frente a esta contracción del potencial de mercado en los últimos años, la política petrolera del Estado priorizó la ampliación de la frontera de explotación del recurso petrolero hacia la zona centro y sur de la región amazónica, desde una estrategia expansiva unilateral que dejó de lado la implantación de procesos tecnológicos que posibiliten elevar las tasas de recuperación y los volúmenes de extracción, posibles en los campos de crudo liviano operados por Petroecuador.

A esto se añade la atrofia de otros componentes de la matriz energética, en lo que se relaciona con la irrelevancia del gas en el balance energético, la situación deficitaria e inestabilidad del sector eléctrico y la inexistencia de fuentes renovables, limitadas a proyectos marginales de bajo impacto.

Ecuador no ha desarrollado su potencial gasífero, lo que constituye una grave limitación de su perspectiva energética, tanto en lo que se refiere a la satisfacción de la demanda interna como a las nuevas tendencias del mercado internacional de recursos energéticos.

Bajo el peso de la matriz petrolera, el desperdicio del gas asociado devino en una constante al quemarlo³⁴ o reinyectarlo en los pozos en explotación, al tiempo que no se ha consolidado un mercado de gas, las reservas de gas natural son muy pequeñas y la mayoría están asociadas al petróleo, por lo cual, el incremento de la producción de gas supondría superar con significativas inversiones la falta de infraestructura adecuada.

La exploración y explotación de gas natural continúa siendo exigua: con la excepción del campo Amistad no se han concretado nuevos contratos exploratorios para el incremento de reservas.

En el componente de energía eléctrica, a pesar de su potencial hídrico, Ecuador es un país deficitario, por lo cual se incrementa el riesgo de una mayor dependencia de la importación de este recurso³⁵.

A la falta de inversión estratégica en mantenimiento y renovación, que precipita la obsolescencia de la infraestructura del sistema de generación hídrica y termoeléctri-

33. Las importaciones de derivados consumen el 44% del presupuesto de Petroecuador (MEM, 2007).

34. Por falta de infraestructura para su aprovechamiento fueron quemados en la atmósfera 7,8 millones de BEP de gas asociado al petróleo. La planta de gas de Shushufindi opera únicamente al 40% de su capacidad instalada (MEM, 2007).

35. El déficit eléctrico es relativamente cubierto por energía proveniente de barcazas, por la importación de electricidad desde Colombia, o mediante limitadas iniciativas privadas de abastecimiento eléctrico en determinadas actividades productivas. Con la entrada en operación de las centrales San Francisco (224 MW), Termoguayas (150 MW) y posteriormente Mazar (180 MW), se lograría reducir el déficit de generación a corto plazo (MEM, 2007).

ca³⁶ y de las redes de transmisión, se añaden la cartera impaga³⁷, las pérdidas de electricidad (técnicas o generadas por la sustracción de grandes consumidores) y el contrabando, favorecido por el desfase entre los precios internos y los niveles internacionales, todo lo cual agrava la incertidumbre frente a las contingencias técnicas o estiajes que determinan racionamientos e importaciones de emergencia³⁸.

Este deterioro multifactorial del sistema energético ecuatoriano lo ha hecho muy vulnerable a factores internos y externos y las limitaciones estructurales del sector han sido agravadas por la ausencia de sostenibilidad y perspectiva estratégica de las políticas energéticas aperturistas que profundizaron la dependencia energética y la fragilidad de su matriz energética carente de integridad y sostenibilidad.

Hacia una política energética alternativa

En la actualidad, el gobierno ecuatoriano ha planteado la necesidad de desarrollar una agenda energética tendiente a superar los desequilibrios en el balance energético nacional, sin embargo, en el corto plazo, el petróleo y el gas continuarán siendo el eje fundamental de la oferta energética del país.

El Plan Nacional de Desarrollo y la Agenda Energética del gobierno de Rafael Correa plantean la necesidad de establecer las bases de un Ecuador pos-petrolero, mediante la diversificación productiva a partir de la consideración de los impactos medioambientales y económicos de la matriz petrolera y teniendo en cuenta la perspectiva de agotamiento de las reservas.

Esta política buscaría modernizar el sistema estatal de exploración, extracción, refinación y comercialización de petróleo, expandir su capacidad y mejorar su eficiencia (SENPLADES, 2007).

Entre las estrategias establecidas en la planificación del sector están las referidas a la optimización de los procesos de extracción de crudo, la mejora de la capacidad de producción mediante la inversión en recuperación secundaria de campos maduros de Petroecuador, la incorporación de nuevas reservas y el incremento de la producción de crudo.

Con un nivel de reservas disponibles para un horizonte temporal aproximado de 25 a 30 años³⁹, se debate la orientación de la política de extracción con posiciones que

36. De la capacidad instalada aproximada de 3.350 mw, corresponden a generación hidráulica 1.707 mw (21%) y térmica 1.643 mw (49%) (MEM, 2007).

37. La cartera vencida de los distribuidores a los generadores alcanza 60% de la facturación (MEM, 2007).

38. Las importaciones de electricidad representaron 13% de la energía neta disponible (MEM, 2007).

39. Las reservas probadas de petróleo de Ecuador son de alrededor de 4.000 millones de barriles, teniendo en cuenta los 2.233 millones y los 1.700 de los campos no explotados. La tasa de producción anual de petróleo se aproxima a los 380.000 barriles de petróleo por día, de los cuales el 0,4% corresponden a la región del litoral y 99,6% a la Amazonía (MEM, 2007).

van desde el fomento de la explotación intensiva hasta la moratoria en la apertura de nuevos campos.

Este debate cobra fuerza en relación con los planes de explotación de los yacimientos Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT), los mayores del país, dentro del Parque Nacional Yasuní, importante reserva natural y hábitat de pueblos no contactados⁴⁰, en una perspectiva que considera dos opciones: la moratoria en la explotación, dejando el crudo en tierra a cambio de una compensación internacional correspondiente a la mitad de los recursos que generaría la explotación⁴¹, o su explotación controlada minimizando los daños ecológicos y sociales.

El factor ambiental deviene fundamental en la actual coyuntura energética, dada la afectación de las actividades petroleras, bajo el modelo dominante en las últimas décadas, con la contaminación del agua, la deforestación y las lesiones a los ecosistemas amazónicos, por lo cual la reorientación de la política energética interpela el cuidado y la remediación de los impactos sociales y ambientales.

La perspectiva de una política energética sustentable exige un abordaje prospectivo estructural, más allá de la sola compensación, mitigación o negociación de conflictos, lo cual tiene que ver con el modelo de explotación del recurso y su articulación con una agenda de desarrollo.

La reactivación petrolera⁴², planteada como política de Estado por el actual gobierno, no buscaría la sola ampliación e intensificación de la extracción a corto plazo, sino la optimización de la extracción y procesamiento de los recursos hidrocarburíferos, reduciendo sus impactos ambientales y sociales en las áreas de explotación y refinamiento⁴³.

Un aspecto fundamental para la transformación y desarrollo del sector hidrocarburífero está en la repotenciación del sistema de refinación⁴⁴, ampliando sus niveles de

40. En la región habitan los tagaeri y los taromenani, comunidades amazónicas en riesgo de desaparición.

41. Esta compensación ascendería a 350 millones de dólares anuales, para cuyo financiamiento se gestionan: canje de deuda, donaciones de gobiernos, contribuciones sociales, aportes de organizaciones no gubernamentales (ONG) o títulos de conservación ambiental en el mercado.

42. La reactivación petrolera declarada política de Estado por Decreto Ejecutivo, busca adaptar la industria petrolera al nuevo contexto y exigencias del mercado internacional bajo cuatro ejes: mantener la relación reservas/producción a 25 años, convertir a Ecuador de importador en exportador de derivados, fortalecer la industria nacional y lograr el desarrollo sostenible y sustentable ambientalmente.

43. El Ministerio de Hidrocarburos anunció que esta reactivación cuenta ya con el incremento de la inversión estatal en los sectores energético e hidrocarburífero de 3% a 10%. Se ha asignado 358 millones de dólares del Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Energético e Hidrocarburífero (FEISEH), destinados a la renovación de las tuberías secundarias, compra de equipos de generación eléctrica, construcción de la terminal marítima de almacenamiento de gas licuado; así como inversiones por 800 millones de dólares para la rehabilitación y repotenciación de la refinería estatal de Esmeraldas y los nuevos campos de Petroecuador.

44. La actual capacidad de procesamiento de petróleo es de 157.500 barriles por día y los productos refinados más importantes son gasolina y diesel, destinados fundamentalmente al consumo en transporte.

suficiencia y capacidad de procesamiento, a fin de superar la dependencia de las importaciones de energía y avanzar a la exportación de derivados de petróleo.

En una perspectiva más amplia, el Plan Nacional de Desarrollo plantea la diversificación de la matriz energética nacional mediante la generación de electricidad a base de fuentes renovables no convencionales (solar, eólica, biomasa) y la potencial producción de biocombustibles.

En estos aspectos, la cooperación internacional en interconexión e integración energética constituyen un factor que podría apoyar la reorientación estratégica de la matriz energética ecuatoriana.

En el ámbito sub-regional, la actual cooperación intergubernamental con Venezuela concurre como un componente privilegiado a la reactivación del sector petrolero, en el marco de la Declaración de Margarita que propende a diversificar la matriz energética regional, identificar opciones de integración energética y fomentar proyectos de integración entre los países miembros de UNASUR.

Desde los acuerdos establecidos por el gobierno de Alfredo Palacio en 2006 y la complementación energética acordada por Rafael Correa a inicios de su gobierno para el intercambio de combustible venezolano por crudo ecuatoriano, se ha avanzado en la actualidad a la negociación de un Acuerdo de Seguridad Energética, en la perspectiva de establecer un amplio proceso de integración y cooperación en el sector energético para el aprovechamiento de las fuentes primarias disponibles y el intercambio tecnológico en la búsqueda de nuevas fuentes de recursos energéticos, incluidos proyectos conjuntos de explotación de crudos pesados, construcción de refinerías, abastecimiento de hidrocarburos y capacitación de recursos humanos en materia de refinación y transporte de crudo.

Bajo la figura de una alianza estratégica entre las petroleras estatales PDVSA y Petroecuador se busca impulsar proyectos interinstitucionales de impacto en refinación y explotación de petróleo y se explora la cooperación en materia de producción y comercialización de gas.

La prioridad del gobierno ecuatoriano de ampliación de la infraestructura de refinación converge con la iniciativa del gobierno de Venezuela de extender su sistema de refinación en países de la región, dando lugar al mayor proyecto conjunto, con inversión venezolana, en la construcción del Complejo de Refinación en la Costa del Pacífico en la provincia de Manabí, que contempla una nueva refinería⁴⁵ con capacidad para crudo ecuatoriano y venezolano, cuya producción se destinaría al abastecimiento del mercado ecuatoriano y a potenciales exportaciones al centro y sur del continente, con la pers-

45. La nueva refinería, con una inversión estimada de 5.000 millones de dólares, que podría duplicarse si se desarrolla un complejo petroquímico, entraría en funcionamiento en un plazo de cuatro a cinco años, con una capacidad inicial para 300.000 barriles diarios, generará a Ecuador ingresos anuales de 2.000 millones de dólares.

pectiva de ampliación hacia un complejo petroquímico con participación de empresas públicas latinoamericanas, con proyecciones hacia los mercados asiáticos.

Otro nivel de cooperación con Venezuela se relaciona con la rehabilitación de campos maduros que permitirá a Ecuador incrementar el volumen de producción petrolera sin ampliar la frontera de explotación hacia nuevos campos, mejorando los actuales niveles de exportaciones estatales.

Esta cooperación se inicia con el proyecto de rehabilitación y modernización integral de las instalaciones y optimización de la producción del Campo Sacha en la amazonia ecuatoriana⁴⁶ y podrá extenderse a los otros cuatro campos maduros que precisan de procesos similares; adicionalmente, la colaboración del gobierno venezolano en servicios y tecnología petroleros se concreta en lo inmediato en la provisión de dos taladros de perforación que permitirían a Petroecuador incrementar la producción de crudo en 10.000 barriles.

En articulación con las proyecciones venezolanas de ampliación de su mercado gasífero, se estudia la posibilidad de construir una planta de regasificación de gas licuado que acoja la producción de la nueva planta venezolana de licuefacción de gas.

La cooperación entre las empresas estatales de los dos países contempla también explotar un campo en la Amazonia y la exploración y explotación en la cuenca del Orinoco.

La política de reactivación del sector petrolero vigente encuentra en las iniciativas venezolanas un campo propicio que aproxima la cooperación energética de los dos países en un espacio fundamentalmente bilateral, más allá de las inexistentes redes de integración energética sub-regional andina y dentro de los patrones tradicionales de la matriz energética petrolera ecuatoriana.

En el plano vecinal, la cooperación de Ecuador con Colombia y Perú en materia de energía no se ha desarrollado a nivel petrolero o gasífero, limitándose al subsector eléctrico, lo cual es muestra del poco alcance de la integración energética en el área andina.

Con Colombia, la interconexión eléctrica facilita un mercado de electricidad marginal que devino de importación, en condiciones de dependencia ecuatoriana por su déficit de electricidad, situación que en la actualidad se busca superar desde Ecuador, hasta lograr que sirva como reserva y mercado de exportación de excedentes propios; mientras que con Perú, el desarrollo de la interconexión espera por negociaciones normativas y tarifarias. En ambos casos, Ecuador demanda mayor equilibrio en la distribución de las rentas derivadas de los intercambios de electricidad.

Un aspecto de elevada sensibilidad vecinal para Ecuador está en la afectación de su mercado energético por la fuga de combustibles en las fronteras. Debido al subsidio asumido por el Estado ecuatoriano, los precios actuales de los combustibles derivados

46. La expectativa es duplicar la producción del campo Sacha en el plazo de tres años.

de hidrocarburos y GLP son inferiores a los de los mercados vecinales, generando un tráfico ilícito de combustibles por las fronteras⁴⁷ que ha determinado el Plan de soberanía energética y la ampliación del estado de emergencia en el sistema de abastecimiento, transporte, distribución y comercialización de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos incluido el GLP, por parte del gobierno de Ecuador.

El desarrollo de los mercados vecinales mediante el ensamblaje de las matrices energéticas colombo-peruano-ecuatoriana ofrecería una perspectiva de mayor equilibrio al balance energético andino, con perspectivas de integración sub-regional a partir de los niveles de complementariedad determinados por sus particulares recursos energéticos y mercados de consumo nacionales.

A partir de la cooperación en infraestructura y abastecimiento y de la conjunción productiva se podrían compensar el déficit parcial de cada uno de los países en distintos productos y proyectar sus ventajas comparativas en otros.

Para Ecuador, un ensamblaje energético con Colombia ofrecería un mercado de exportación vecinal para el desarrollo de la industrialización de hidrocarburos, al tiempo que desde Colombia podría generarse una oferta gasífera que, ampliando su sector energético, coadyuve a la transformación de la matriz de consumo interno ecuatoriana, aligerando su dependencia petrolera. De otro lado, un intercambio de petróleo por energía eléctrica podría compensar la demanda ecuatoriana de un comercio más equitativo para un mejor aprovechamiento de la interconexión eléctrica entre los dos países.

De igual forma, una articulación por el sur con Perú ofrece un mercado potencial a los dos países. El desarrollo industrial ecuatoriano en las provincias sureñas podría alimentarse de gas peruano⁴⁸, que también aportaría a las modificaciones en los patrones de consumo interno ecuatoriano, mientras la demanda hidrocarburífera peruana podría configurar un mercado vecinal para la colocación de la oferta petrolera y de derivados que aspira desarrollar Ecuador.

En el sector eléctrico se podrían potenciar y ampliar las interconexiones existentes, incluso a un sistema de interconexión trilateral de alto impacto para la estabilidad de la generación y aseguramiento de los niveles de consumo. Sin embargo, la evolución histórica de cada uno de los países ha ignorado la vecindad, a pesar de las complementariedades potenciales de sus diversas matrices de consumo y producción de energías.

Estas circunstancias, que gravitan sobre los mercados vecinales de energía, corroboran que los países andinos, más allá de la integración sub-regional, precautelan su abastecimiento energético autónomo, con lo cual el espacio para la diversificación de

47. El flujo ilegal por fronteras de combustibles destinados al consumo interno alcanza al 22% del GLP, 7% de gasolina de alto octanaje y 13% de diesel (Fuente: PETROCOMERCIAL).

48. La Cámara de Industriales de Cuenca viene promoviendo un proyecto de alimentación del complejo industrial de esa ciudad con gas proveniente de Perú.

las relaciones energéticas regionales ecuatorianas no ofrece, en lo inmediato, amplias perspectivas multilaterales.

Conclusión: geopolítica regional, seguridad energética y redimensionamiento estratégico de la integración

Los diversos mecanismos de cooperación en interconexión, abastecimiento, exploración y explotación en camino a la integración energética se vinculan progresivamente a diversas estrategias nacionales de seguridad energética, en un contexto regional en el cual el debilitamiento del continentalismo bilateralista y la seducción del comercio hemisférico hacia el norte ceden espacio a las tendencias de redimensionamiento sub-regional de la integración.

La integración energética, en una proyección de la agenda política, emerge como factor de un nuevo equilibrio continental que compromete el establecimiento de prioridades estratégicas para los intereses nacionales y multilaterales.

En conexión con la renovada dimensión política de la integración regional, las iniciativas de cooperación en el campo energético adquieren una significación más amplia sumidas como componentes de procesos políticos y económicos orientados a un redimensionamiento estratégico de la región dentro del cual la cooperación en materia de energía constituye un impulso hacia aproximaciones tanto bilaterales como multilaterales.

La política energética, para trascender como un factor dinamizador de los procesos de integración, requiere vincularse con la búsqueda de una dimensión económica renovada, orientada hacia la reconversión de los sistemas productivos y la reducción de las asimetrías entre los países y las sub-regiones, mediante el fomento del desarrollo sostenible de las economías nacionales.

En esta perspectiva, la integración energética se proyecta como factor movilizador y organizador geopolítico y comercial de una alianza estratégica a partir del control político de los recursos y como un factor de la seguridad energética regional y nacional de los Estados sudamericanos⁴⁹.

La construcción de un nuevo espacio subcontinental integrado demanda la progresiva nivelación de las economías nacionales y sub-regionales asimétricas como una condición para la configuración de una zona de mercado equilibrada, propicia para el desarrollo de la complementariedad y especialización en la estructura de los procesos productivos, con un equitativo aprovechamiento de los recursos energéticos

49. La propuesta para la administración integrada del recurso petrolero que más abarca es la venezolana a través de PetroAmérica que incorpora diversos mecanismos sub-regionales: PetroCaribe, PetroSur, PetroAndina, a partir del conjunto de empresas estatales de la región.

y de infraestructura y una distribución mejor proporcionada de los beneficios de la integración.

La dimensión política de los procesos constituye un componente diferencial de la integración sudamericana a la que concurren las distintas dinámicas sub-regionales y concentra el interés de la mayor parte de los gobiernos de la región.

Los diversos esquemas desarrollan el supuesto de articular los acuerdos económicos a una mayor integración política, a fin de que comercio y energía constituyan factores propicios para una política exterior común y una oportunidad para la redefinición estratégica de los procesos políticos regionales.

Sin embargo, la trascendencia de los esquemas de integración para los Estados del área es diversa en cuanto responde a heterogéneos intereses nacionales que determinan la falta de consenso sobre los instrumentos, orientaciones, objetivos y prioridades, por lo cual, en muchas ocasiones, factores preestablecidos o coyunturales, económicos o de política interna condicionan los ritmos de los procesos integracionistas.

Las dinámicas de integración regional, entre ellas la energética, tienen fuertes condicionantes político-estratégicos para los distintos intereses concurrentes, a partir de los cuales la nueva regionalización y los esquemas de integración se asumen desde objetivos particulares por los gobiernos impulsores que coinciden en la formulación de un espacio común desde diversas perspectivas estratégicas y funciones políticas internas.

Los actuales procesos de integración constituyen un factor fundamental en la reconfiguración del mapa regional latinoamericano, estimulando la reactivación de las economías nacionales al vincularlas con mercados sub-regionales renovados, en una coyuntura que potencia el multilateralismo en las relaciones interestatales sudamericanas.

Un aspecto fundamental está en la revalorización del espacio regional para la consolidación de proyectos nacionales y, alrededor de ella, la recuperación del rol del Estado, deteriorado por las políticas de reforma estructural durante la década de los noventa, para la articulación de procesos externos y el reposicionamiento internacional de las economías.

En este contexto afloran las asimetrías y la desigual capacidad de los Estados sudamericanos frente a la reinserción internacional de las economías nacionales, como gestores de procesos de planeamiento e integración de los mercados de energía.

Para Ecuador, la superación de su frágil inserción regional en materia de energía exige una profunda reorientación de sus prioridades en política energética, a la que acompañe una reestructuración estratégica de los sistemas de gestión del sector energético.

A partir de la recuperación de la iniciativa estatal en la regulación, administración y gestión de la energía, sería posible avanzar hacia una diversificación de la matriz energética para un aprovechamiento de energías alternativas al petróleo y la reorientación de la explotación del recurso petrolero más allá de la extenuación rentística.

La necesaria reorientación de la matriz energética hidrocarburífera hacia una renovable de naturaleza eólica, geotérmica, solar, además de la hídrica, requiere insertarse en sistemas e infraestructuras regionales desde una agenda ambiental para la utilización productiva y sostenible de los recursos naturales.

La preservación de recursos no renovables trasciende como un elemento fundamental en la óptica de la integración y la seguridad energética, lo cual obliga a elevar el nivel de consideración de los factores ambientales en el manejo de la energía como un problema de impacto regional, a incorporarse como factor diferencial de la calidad económica y social de las políticas energéticas.

Bibliografía

- Acosta Puertas, Jaime (2006) "La desintegración andina", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto. Buenos Aires.
- ALADI (2005) "Un nuevo tratamiento de las asimetrías en la integración sudamericana": <http://www.aladi.org/biblioteca/aladi/biblio/Asimetrías.html>.
- ALADI/CAN/MERCOSUR "Convergencia de los acuerdos de integración económica en Sudamérica": www.mercosur.int/msweb/SM/Documento%20Conjunto/Documento%20Conjunto%20Convergencia.pdf
- Benecke, Dieter W. (2001) "ALCA: ¿Acelerador o freno para la integración latinoamericana?", en Contribuciones n° 70 (abril, mayo, junio), Buenos Aires.
- Bilbao, Luis (2006) "Rediseño del mapa suramericano", en Le Monde Diplomatique (mayo), Buenos Aires.
- Calcagno, Alfredo Eric (2004) "El motor de la Unión Sudamericana. Hacia un nuevo bloque geopolítico", en Le Monde Diplomatique (septiembre). Buenos Aires.
- Cardozo, Elsa (2006) Integración energética y gobernabilidad en la sub-región andina. ILDIS, Caracas.
- CAN-Comunidad Andina (2004) Bases de la alianza energética andina. Antecedentes para su formulación.
- CAN-Comunidad Andina (2005) Estado de la integración andina (julio).
- CAN-Comunidad Andina (2005) Principales indicadores de la Comunidad Sudamericana de Naciones 1994 -2005.
- Espinasa, Ramón (2006) "Las contradicciones de Pdvsa: más petróleo a Estados Unidos y menos a América Latina", en Nueva Sociedad, n° 204, julio-agosto. Buenos Aires.
- Fontaine, Guillaume (ed.) (2006) Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador. Las ganancias y pérdidas, FLACSO. Quito.

- Giacalone, Rita (2006) "La Comunidad Sudamericana de Naciones: ¿una alianza entre izquierda y empresarios?", en Nueva Sociedad n° 202, marzo-abril. Buenos Aires.
- Giacalone, Rita (2003) "Integración Norte/Sur y tratamiento especial y diferenciado en el contexto regional", en Nueva Sociedad n° 186, julio-agosto. Buenos Aires.
- González Silva, Milko Luis (2006) Integración energética andino-brasileña. ILDIS, Caracas.
- Grabendorff, Wolf (ed.) (2003) La seguridad regional en las Américas, Fondo Editorial CEREC, Bogotá.
- Grabendorff, Wolf (2002) "Perspectivas de una integración política de América del Sur", en Nueva Sociedad n° 117, enero-febrero. Buenos Aires.
- Honty, Gerardo (2006) "Energía en Sudamérica: una interconexión que no integra", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto. Buenos Aires.
- Horta Nogueira, Luis (2005) Perspectivas de sostenibilidad energética en los países de la Comunidad Andina. CEPAL, Santiago de Chile.
- Schuldt, Jürgen y Acosta, Alberto (2006) "Petróleo, rentismo y subdesarrollo: ¿una maldición sin solución?", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto. Buenos Aires.
- Linkohr, Rolf (2006) "La política energética latinoamericana: entre el Estado y el mercado", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto. Buenos Aires.
- MEM-Ministerio de Energía y Minas de la República del Ecuador (2007) Agenda energética 2007-2011. Hacia un sistema energético sustentable. Quito.
- Ruiz Caro, Ariela (2006) Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe. CEPAL, Santiago de Chile .
- SENPLADES (2007) Plan Nacional de Desarrollo 2007-2010. Planificación para la revolución ciudadana, Quito.
- Schütt, Kurt-Peter y Carucci, Flavio (coord.) (2007) Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina. ILDIS, Caracas.
- Sohr, Raúl (2006) "Energía y seguridad en Sudamérica: más allá de las materias primas", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto. Buenos Aires.
- Zanoni, José (2006) "¿Qué pueden hacer las políticas energéticas por la integración?", en Nueva Sociedad n° 204, julio-agosto. Buenos Aires.
- Zibechi, Raúl (2005) La integración regional después del fracaso del ALCA. Programa de las Américas (marzo).

VII Apertura energética en Bolivia

Mauricio Medinaceli Monrroy

Es muy difícil negar el impacto positivo que tuvo el proyecto de exportación de gas natural a Brasil, no sólo por el incremento observado en las exportaciones sino también por su aporte al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) y los ingresos fiscales. De hecho, se puede elaborar la hipótesis de que las dos últimas Leyes de Hidrocarburos tuvieron su origen en la maduración y expectativas del mercado de exportación ya mencionado.

En este contexto, el presente trabajo tiene por objetivo evaluar el impacto de la apertura energética del país sobre algunas variables de interés en los últimos años. En particular, se desea conocer cuál fue la incidencia de las exportaciones de gas natural sobre la producción de hidrocarburos, inversiones, precios, recaudación fiscal y crecimiento del PIB. También se analizará, aunque de forma muy superficial, la dependencia de Bolivia respecto al uso del gas natural de aquellos países fronterizos, socios comerciales importantes. En concreto se analizarán las cifras de exportación e importación de gas natural en cada uno de ellos, en el afán de comprender la inter-relación energética subyacente.

Una de las principales conclusiones del documento es que la apertura energética de Bolivia (entendida como mayor exportación de gas natural) hacia el resto de países pudo (y podrá) mejorar los indicadores macroeconómicos del país reflejados en mayor crecimiento y, por supuesto, mayores ingresos fiscales. En este sentido, romper la relación comercial con los países vecinos conlleva costos económicos importantes.

El documento está ordenado como sigue: luego de la primera parte se presenta una breve descripción del sector hidrocarburos en Bolivia; en la tercera parte, se describen los mercados de gas natural, oferta y demanda, de los principales socios comerciales fronterizos con Bolivia; en la siguiente sección se presenta el análisis cuantitativo del proyecto de exportación de gas natural a Brasil respecto del impacto macroeconómico sobre Bolivia; luego se analiza la posición de Bolivia en relación con el tipo de exportaciones que desea llevar a cabo; finalmente se presentan las principales conclusiones del documento.

Me parece que la discusión sobre la integración energética está lejos de agotarse, por ello espero que este documento sea un aporte positivo.

Breve descripción del sector hidrocarburos en Bolivia

En esta parte del trabajo se describe el sector hidrocarburos en Bolivia, y mediante cuadros y gráficos se muestra la importancia de las empresas en la etapa de producción, así como también la evolución de los indicadores de los mercados, interno y externo, para el gas natural y el petróleo.

El cuadro 1 presenta la producción de gas natural sujeta al pago de regalías y participaciones¹ para el período 1998-2006, se detallan los campos más importantes para cada una de las empresas operadoras² y se observa con claridad la importante participación de los campos San Alberto y Sábalo. De hecho, gran parte del crecimiento observado en la producción de gas natural durante los últimos años se debe a la producción de estos dos campos (junto a Margarita y Tacobo), (gráfico 1).

Dos hechos pueden explicar la importancia de estos dos campos en la producción total. El primero se asocia con la asignación de producción que tienen los mismos en el contrato de venta de gas a Brasil (GSA). De acuerdo a la cláusula 21.2, los campos San Alberto y Sábalo tienen cupos preferenciales de producción equivalentes a 40,2% y 32,2%, respectivamente, de los 30,08 MM mcd de gas natural acordados en el GSA. El segundo hecho se explica por el nivel de reservas probadas y probables que como se observa en el cuadro 2 tienen los campos San Alberto y Sábalo (ambos situados en el departamento de Tarija): 46% del total de reservas probadas y probables de gas natural, al 1° de enero de 2005.

El cuadro 2 destaca que existen dos megacampos, Itaú y Margarita (ambos situados al sur del país) que poseen el 37% del total de reservas. Sin embargo, los mismos aún no tienen un nivel alto de producción debido a la falta de mercados importantes a los cuales destinar su producción. Estos campos eran los potenciales abastecedores del mercado de México o EEUU (que no se ha abierto) y, de concretarse el proyecto de exportación a la República Argentina con elevada probabilidad el gas natural provendría de dichos campos.

1. Se utiliza este indicador en lugar de la producción bruta de gas natural, dado que esta última no se destina completamente al mercado, interno o externo, entre otras razones por la necesaria reinyección de volúmenes dentro del campo.

2. Es necesario distinguir entre empresa operadora y socios en el campo, por ejemplo, en los campos San Alberto y Sábalo Petrobras figura como operadora, sin embargo, Andina es socia de 50%, Petrobras de 35% y Total del 15% restante.

Cuadro 1
Producción de gas natural sujeto a pago de regalías y participaciones (MM pcd)

Operador	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007*
Andina	100	80	108	126	164	135	179	168	172	144
Río Grande	24	20	59	78	75	49	82	71	65	49
Sitari	19	17	22	23	24	13	17	20	26	24
Víbora	39	28	25	24	34	34	38	43	45	37
Otros	18	16	2	1	30	39	42	34	37	34
Chaco	79	73	77	108	103	104	116	114	152	128
Bulo Bulo	-	-	14	54	69	58	33	52	48	53
Carrasco	45	39	33	11	11	15	18	19	19	19
San Roque	23	18	13	9	7	6	5	5	7	7
Vuelta Grande	11	17	17	34	13	15	28	24	59	34
Kanata	-	-	-	-	3	10	28	14	18	14
Otros	-	-	-	-	0	0	5	0	0	0
Vintage	28	22	38	35	26	25	32	18	25	19
Repsol YPF	-	0	27	24	11	8	12	81	67	92
Margarita	-	-	-	-	-	-	0	65	46	69
Otros	-	0	27	24	11	8	12	16	21	23
Petrobras Energía	25	18	28	37	35	36	35	34	36	35
Petrobras	-	-	-	96	153	333	526	677	718	734
San Alberto	-	-	-	96	153	200	173	304	327	335
Sábalo	-	-	-	-	-	132	352	373	391	399
Pluspetrol	6	5	3	5	10	9	1	24	37	37
Tacobo	-	-	-	-	-	-	-	23	36	36
Otros	6	5	3	5	10	9	1	1	1	1
Dong Won	0	-	-	-	-	-	0	-	-	-
BG	35	23	32	42	79	39	56	60	54	42
Total (MM pcd)	273	222	312	473	582	688	957	1.177	1.261	1.231
Total (MM mcd)	7,7	6,3	8,8	13,4	16,5	19,5	27,1	33,3	35,7	34,9
Total s/ SAL,SAP,MTA,TBO**	7,7	6,3	8,8	10,7	12,2	101	12,2	11,7	13,1	11,1

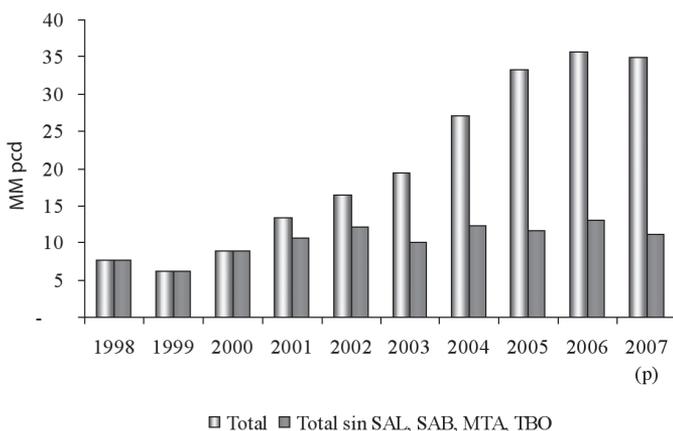
(*) Enero-abril.

(**) Total sin considerar la producción de San Alberto, Sábalo, Margarita y Tacobo.

Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB.

Gráfico 1

Producción de gas natural sujeta al pago de regalías (MM pcd)



Cuadro 2

Reservas probadas y probables de gas natural, 2003-2005 (TCF)

Campos	Reservas probadas			Reservas probables		
	al 01.01.2003	al 01.01.2004	al 01.01.2005	al 01.01.2003	al 01.01.2004	al 01.01.2005
San Alberto	7,3	7,3	7,2	4,6	4,6	4,6
Sábalo	5,9	5,9	5,7	4,9	4,9	4,9
Margarita	6,4	6,4	5,9	7,0	7,0	4,6
Itaú	4,1	3,3	3,3	6,3	4,5	4,5
Otros	4,9	4,8	4,7	3,4	3,8	3,4
Total	28,7	27,6	26,7	26,2	24,7	22,0

Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB.

Por otra parte el cuadro 3 presenta la desagregación, por campo y operadora, de la producción de líquidos (petróleo, condensado y gasolina natural). Al igual que en el caso de la producción de gas natural, se observa la creciente participación de los campos San Alberto y Sábalo que en conjunto producen más del 44% del total. El nivel de reservas que poseen ambos campos (cuadro 4) y la producción de gas natural de los mismos³ permiten la amplia participación dentro del total nacional. Sin embargo, un hecho que también vale la pena destacar es la cantidad de campos exclusivamente petrolíferos con pequeña producción y reservas, los cuales cumplen una función importante dado que producen el petróleo que luego sirve a las refinerías para la extracción de diesel oil. En este sentido, si bien hay una gran producción de líquidos, ésta no es suficiente para el abastecimiento de diesel oil. Esta situación se presenta debido a la composición química del condensado producido en los campos gasíferos.

3. Es necesario recordar que estos campos son gasíferos con un fuerte componente de líquidos asociados a esta producción.

Cuadro 3
Producción de petróleo-condensado-gasolina natural (Bpd)

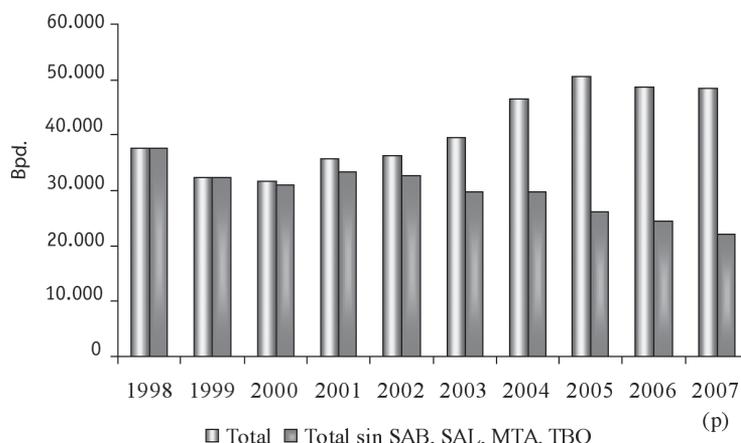
Operador	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007*
Andina	10.483	8.874	9.048	8,563	8.539	7.744	6.963	5.583	4.551	3.768
Río Grande	1.109	1.387	1.806	2.520	2.703	2.206	2.150	1.817	1.280	943
Sitari	1.677	1.463	1.531	1.142	922	701	612	458	454	432
Víbora	4.355	3.537	3.390	3.074	2.561	2.126	1.865	1.534	1.148	972
La Peña	765	839	1.289	1.006	1.084	1.335	880	484	398	332
Tundy	1.772	971	159	0	0	-	-	-	-	-
Otros	805	677	873	821	1.269	1.376	1.456	1.290	1.271	1.089
Chaco	11.402	8.659	7.473	9.189	9.963	8.856	9.454	7.824	8.239	7.513
Bulo Bulo	-	-	640	2.572	3.551	3.383	3.128	2.966	2.536	2.399
Carrasco	4.097	2.922	2.055	633	422	347	236	192	194	1.479
Los Cusis	2.363	1.340	1.153	1.020	799	611	538	449	384	336
Kanata	-	-	-	-	475	1.169	2.342	1.777	1.694	1.108
Vuelta Grande	2.219	1.928	1.827	1.646	1.532	1.343	1.243	1.252	1.148	1.122
Patujusal	1.959	1.910	1.336	2.499	2.485	1.559	1.027	730	619	539
Patujusal Oeste	-	-	-	562	488	276	142	115	42	26
Otros	764	559	462	257	211	168	798	343	1.622	504
Vintage	673	434	676	597	465	486	446	220	304	222
Repsol YPF	13.239	12.934	11.998	12.435	10.040	10.042	9.874	13.731	11.471	12.738
Monteagudo	626	1.031	830	762	657	500	402	315	274	233
Paloma	7.425	7.779	6.066	6.142	5.309	4.812	3.380	2.767	2.033	1.492
Surubí	4.508	3.547	3.929	4.266	2.409	2.587	1.977	1.922	2.251	2.031
Surubí Noroeste	-	-	-	-	-	607	3.071	2.879	2.766	2.770
Surubí BB	626	525	623	1.113	1.596	1.459	920	1.755	1.321	1.613
Margarita	-	-	501	110	-	6	67	4.046	2.759	4.568
Otros	54	52	49	42	69	71	57	47	37	31
Petrobras Energía	515	514	940	1.170	1.024	1.033	1.066	966	1.055	1.023
Petrobras	-	-	6	2.298	3.726	9.842	16.699	20.342	21.321	21.664
San Alberto	-	-	6	2.298	3.693	4.932	4.442	7.443	7.973	8.163
Sábalo	-	-	-	-	33	4.910	12.257	12.899	13.348	13.501
Pluspetrol	285	280	217	174	234	304	179	311	350	329
Tacobo	-	-	-	-	-	-	-	136	198	162
Otros	285	280	217	174	234	304	179	175	152	167
Dong Won	17	11	1	2	-	33	7	-	-	-
BG Bolivia	1.128	680	1.072	1.220	2.146	1.193	1.658	1.680	1.384	1.085
Escondido	739	270	671	671	1.168	822	1.121	1.049	811	636
La Vertiente	360	191	361	291	312	279	272	343	478	396
Otros	29	219	40	258	666	92	265	288	95	53
Canadian	52	74	142	124	99	25	-	-	-	-
Matpetrol	-	-	-	24	46	87	100	99	88	68
Itaú	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Total	37.798	32.460	31.573	35.796	36.288	39.545	46.446	50.756	48.762	48.410
Total s/ SAL,SAP,MTA, TBO**	37.798	32.460	31.066	33.388	32.562	29.697	29.680	26.232	24.484	22.016

(*) Enero-abril. - (**) Total sin considerar la producción de San Alberto, Sábalo, Margarita y Tacobo.

Fuente: Elaboración propia con datos de YPF.

EL gráfico 2 destaca otro hecho importante (también reflejado en el cuadro 3) y es la caída en la producción de petróleo. De acuerdo el gráfico, persiste la caída en la producción de los campos medianos y pequeños (en rojo) y ya se observa una disminución en la producción total, durante el período 2006-2007, por ello no se espera que las importaciones de diesel oil vayan a disminuir.

Gráfico 2
Producción de petróleo, condensado y gasolina natural (Bpd)



Cuadro 4
Reservas probadas y probables de líquidos (Millones de Bbls)

Campos	Reservas al 01.01.05	Participación (%)
San Alberto	160,9	19
Sábalo	177,7	21
Margarita	256,6	30
Itau	114,7	13
Otros	146,7	17
Total	856,6	100

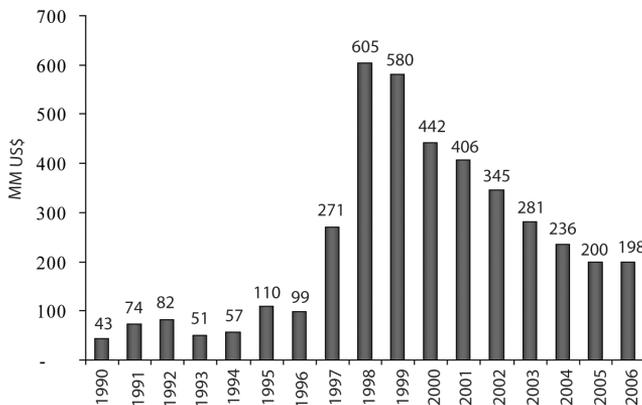
Fuente: elaboración propia con datos de YPFB.

Inversiones

Uno de los resultados más interesantes de las reformas llevadas a cabo durante la segunda mitad de la década de los noventa en el sector hidrocarburífero en Bolivia ha sido el crecimiento de las inversiones en el sector. El gráfico 3, donde se presenta la evolución de las mismas en el período 1990-2006, permite observar que durante este período el flujo de inversiones fue notable. No obstante de ello, durante los últimos años esta variable presenta una tendencia decreciente.

Las perspectivas de inversión en el sector con la aplicación actual de la nueva Ley de Hidrocarburos n° 3058 son bastante conservadoras debido, en principio, a dos razones: a) la aplicación de un impuesto de 32% a la producción, y b) la incertidumbre que rodea al sector. Respecto del primer punto, la aplicación de un impuesto ciego a la producción, de carácter no progresivo, no acreditable contra impuestos a la renta en la casa matriz e insensible a la rentabilidad del campo, disminuyó la misma en más del 50%, pudiendo ser negativo en campos pequeños y medianos. Respecto del segundo punto, aún no quedan claros muchos aspectos, entre ellos: a) el resultado de la nueva Constitución Política del Estado; b) la apertura de nuevos mercados para el gas natural, y c) la capacidad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para generar nuevas oportunidades de inversión.

Gráfico 3
Inversiones en exploración y explotación (MM US\$)



Mercados y precios

Gas Natural

En el caso del gas natural, gran parte de la producción se destina a la exportación a Brasil⁴. Según el cuadro 5, durante el año 2006 más del 87% de las ventas de gas natural se destinaron a la exportación, mientras que sólo 13% se destinó al consumo interno de las generadoras termoeléctricas y la distribución de gas natural por redes. Esta situación es distinta de la observada en los años 1998 y 1999, cuando la exportación a

4. La exportación a Brasil no sólo es a través del contrato GSA; también existen volúmenes adicionales a Cuiabá y a São Paulo (para información más detallada véase Medinaceli, 2004).

Argentina había concluido y los volúmenes enviados a Brasil eran más bien modestos. Por otra parte, en el ámbito interno, el principal mercado es la venta a las generadoras termoeléctricas, sin embargo, el crecimiento positivo de las ventas de gas natural vehicular (GNV) y el gas natural destinado al consumo familiar hacen que las redes de distribución demanden cada vez volúmenes mayores.

Cuadro 5
Bolivia: mercados del gas natural (MM pcd)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Mercado externo	154,3	100,8	205,2	370,9	473,9	544,2	812,5
Brasil		38,7	203,4	366,7	563,0	536,0	735,1
Argentina	154,3	62,1	1,8	4,2	10,9	8,2	77,4
Mercado interno	108,8	104,8	108,1	89,8	95,8	112,3	127,0
Termoeléctricas	66,6	61,8	65,2	49,4	50,7	63,5	72,4
Distribución por redes	42,2	43,2	40,8	40,3	45,2	48,8	54,4
GNV*	1,6	2,0	2,5	4,0	5,6	7,3	9,8
Industrial	39,8	40,3	37,0	34,8	37,8	39,1	41,6
Comercial	0,5	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,5
Doméstico	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	1,1	1,6
Total**	263,1	205,7	313,3	460,6	569,7	656,5	939,5

	2005	2006	Crecimiento promedio (%)
Mercado externo	990,5	1.064,3	27,3
Brasil	824,8	888,1	56,4
Argentina	165,7	176,2	1,7
Mercado interno	138,4	151,4	4,2
Termoeléctricas	77,0	81,5	2,6
Distribución por redes	61,4	69,9	6,5
GNV*	13,8	18,4	35,5
Industrial	43,9	47,4	2,2
Comercial	1,7	1,9	18,2
Doméstico	1,9	2,2	33,4
Total**	1.128,9	1.215,7	21,1

* GNV: gas natural vehicular.

** No considera consumo de refinerías, consumo propio y venteos.

Fuente: elaboración propia con datos de Superintendencia de Hidrocarburos, YPFB.

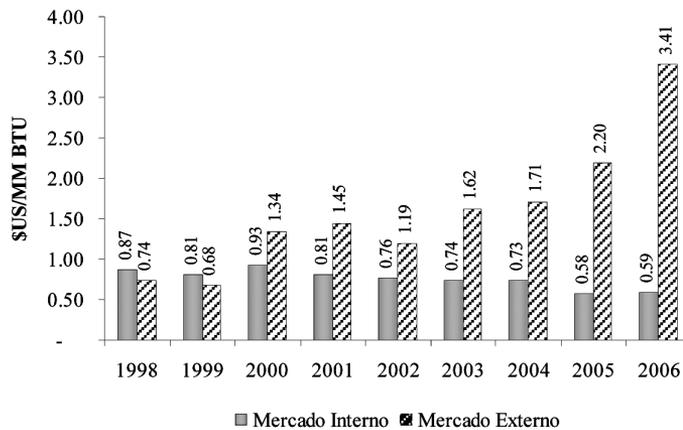
El análisis de los precios de venta de gas natural no es sencillo debido al poco acceso a esta información (generalmente de carácter privada) y la amplia variedad de contratos de compra y venta, sobre todo en el mercado interno. A continuación se presenta una variable proxy a los precios reales de venta, es decir, el precio para la liquidación de participaciones publicado por el Ministerio de Hidrocarburos. De acuerdo

con la normativa legal, para el pago participaciones el precio que se debe utilizar es el promedio ponderado por mercados, interno y externo en boca de pozo, de manera que los precios publicados por el Ministerio son buenos para comprender, de forma muy general, la evolución de precios de mercado.

El gráfico 4 presenta estos precios expresados en US\$/MM BTU para el período 1998-2006 y muestra que las exportaciones de gas natural, sobre todo las del GSA, tienen un precio mayor al de las ventas en el mercado interno. La razón fundamental es que el precio de venta a Brasil (GSA) está en función de una canasta de precios de fuel oil, por ello el crecimiento de los precios internacionales del petróleo tiene un impacto positivo en los precios de exportación de gas natural a través de este contrato⁵.

Gráfico 4

Evolución de los precios del gas natural (US\$/MM BTU)



Petróleo

Para comprender el destino de la producción de líquidos, la primera fila del cuadro 6 presenta la cantidad de líquidos procesada por las refinerías, es decir, la carga que envían los campos de producción para su posterior refinación⁶. Una parte de esta producción se destina a la elaboración de productos derivados del petróleo destinados al mercado interno, el resto se utiliza en la elaboración de crudo reconstituido destinado generalmente a la exportación. El cuadro también informa sobre el volumen total exportado (donde puede estar presente o no el crudo reconstituido) tanto de petróleo como de gasolinas.

5. Para un detalle de esta relación ver el informe YFPB de enero-marzo de 2002.

6. Este cuadro no pretende presentar el balance oferta y demanda de líquidos, dado que no se tiene información de cuánto del crudo producido en los campos se destina a la exportación.

Cuadro 6

Bolivia: volúmenes de líquidos según mercados

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Procesamiento de refinerías *	33.742	30.497	30.778	34.359	35.175	39.915	41.827
Mercado interno	29,356	26.446	23.861	26.214	27.320	30.275	32.064
Crudo reconstituido	4.386	4.052	6.918	8.145	7.855	9.640	9.763
Exportación **	4.618	3.374	4.496	6.307	8.348	13.501	14.578
Petróleo	4.599	3.266	4.401	6.023	7.981	10.463	13.343
Gasolina y otros	19	108	95	284	367	3.038	1.236

* Datos de la Superintendencia de Hidrocarburos.

** Datos del Banco Central de Bolivia.

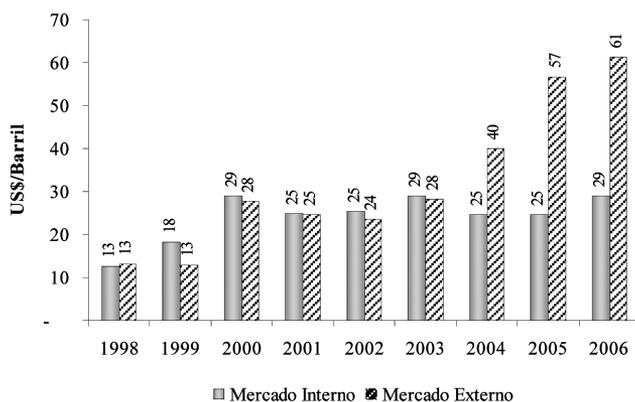
El incremento de la producción de petróleo observado en los últimos años generó importantes excedentes de exportación de líquidos. Hasta la aprobación de la Ley de Hidrocarburos n° 3058 (en 2005), la comercialización de líquidos en el mercado interno y externo era completamente libre, por ello los volúmenes resultantes de la misma eran contractuales entre las distintas empresas que formaban parte de la cadena productiva. Sin embargo, con la aprobación de la nueva Ley y el Decreto Supremo n° 28176 de 19 de mayo de 2005, las exportaciones de líquidos deben ser aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos.

Para obtener el precio del petróleo en boca de pozo (BdP) se empleó la metodología utilizada en la estimación de los precios del gas natural. En este sentido, el gráfico 5 presenta el comportamiento de los precios del petróleo en BdP durante el período 1998-2006, utilizado para valorar el pago de regalías y participaciones. Al igual que en el caso del gas natural, los precios de exportación crecieron mucho más que los del mercado interno, durante el año 2006 fueron el doble.

Recaudación fiscal

El cuadro 7 presenta los resultados –en términos de recaudación fiscal– de todas las regalías, participaciones y tributos aplicados al sector de exploración y explotación de hidrocarburos durante el período 1998-2005. El grueso del aporte del sector al Estado viene en la forma de regalías, participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), sin embargo, no es despreciable el incremento que tuvieron las recaudaciones por los impuestos sobre las utilidades y patentes.

Gráfico 5
Precios del petróleo en boca de pozo (US\$/Barril)



Cuadro 7
Bolivia: recaudación fiscal del Upstream (MM US\$)

Concepto*	1998	1999	2000 (p)	2001 (p)	2002 (p)	2003 (p)	2004 (p)	2005 (p)
Regalías y participaciones	115,2	99,7	180,1	187,7	172,7	219,3	283,3	317,4
Regalía departamental (11%)	29,5	32,0	55,9	65,3	64,6	90,2	129,0	180,5
Beni y Pando (1%)	2,7	2,9	5,1	5,9	5,9	8,2	11,7	16,4
YPFB-TGN (6%)	18,7	18,2	33,1	36,9	36,3	48,2	65,9	92,3
RNC y PN (hidrocarb. existentes)	64,2	46,6	86,0	79,5	66,0	72,6	80,7	28,2
Patentes	6,7	8,1	9,2	8,2	8,2	7,4	6,1	4,8
Impuestos a las utilidades	8,0	7,2	9,0	20,0	9,3	10,1	30,5	62,6
IVA, RC-IVA, IT	19,8	16,6	22,1	27,6	11,3	13,7	21,5	20,0
IDH	-	-	-	-	-	-	-	337,7
Total	149,7	131,6	220,4	243,5	201,6	250,5	345,5	742,5

(p): preliminar.

*Datos del IVA, IT, e Impuestos a las utilidades consideran los pagos en efectivo y valores. Los datos de los Impuestos a las utilidades incorporan el Impuesto sobre las utilidades, el Impuesto a la Remisión de utilidades al exterior y la Alícuota adicional a las utilidades extraordinarias (surtax). La Regalía Nacional Complementaria-RNC (13%) y la Participación Nacional-PN (19%) sólo la pagaban los hidrocarburos existentes.

Fuente: elaboración propia con datos del Servicio de Impuestos Nacionales, Ministerio de Hidrocarburos e YPFB.

Existe la creencia, casi generalizada, de que durante el período de aplicación de la Ley de Hidrocarburos n° 1689 el porcentaje de tributos que recibió el Estado boliviano sólo fue el 18% del total de las ventas en boca de pozo, por esta razón, a continuación se presenta la participación de los tributos señalados en el cuadro 7 respecto de los ingresos en boca de pozo⁷. Queda claro que durante este período el porcentaje total de tributos del upstream del sector hidrocarburos fue mayor al 18%. Las razones para ello son: 1) la producción de los campos clasificados como Hidrocarburos Existentes tributaba el 50%, lo que contribuyó a que, en promedio, el porcentaje de tributación fuese mayor, y 2) el pago de los impuestos sobre las utilidades, IVA, IT y patentes fue pequeño pero no despreciable.

Cuadro 8

Bolivia: tributos en relación con los ingresos a boca de pozo (en %)

Concepto*	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
			(p)	(p)	(p)	(p)	(p)	(p)
Regalías y participaciones	43	34	35	32	29	27	25	19
Regalía departamental (11%)	11	11	11	11	11	11	11	11
Beni y Pando (1%)	1	1	1	1	1	1	1	1
YPFB-TGN (6%)	7	6	7	6	6	6	6	6
RNC y PN (hidrocarburos existentes)	24	16	17	13	11	9	7	2
Patentes	2	3	2	1	1	1	1	0
Impuestos a las utilidades	3	2	2	3	2	1	3	4
IVA, IT	7	6	4	5	2	2	2	1
IDH	0	0	0	0	0	0	0	21
Total	56	45	43	41	34	31	29	45

(p): preliminar.

*Datos del IVA, IT, e Impuestos a las utilidades consideran los pagos en efectivo y valores. Los datos de los Impuestos a las utilidades incorporan el Impuesto sobre las utilidades, el Impuesto a la Remisión de utilidades al exterior y la Alícuota adicional a las utilidades extraordinarias (surtax). La Regalía Nacional Complementaria-RNC (13%) y la Participación Nacional-PN (19%) sólo la pagaban los hidrocarburos existentes.

Fuente: elaboración propia con datos del Servicio de Impuestos Nacionales, Ministerio de Hidrocarburos e YPFB.

El cuadro 9 presenta la recaudación por concepto de IDH durante el período 2005-2006. Los montos son elevados, de hecho para el año 2006 la recaudación por este impuesto representa más del 8% del Producto Interno Bruto. Sin embargo, este

7. Para realizar este cálculo se utilizó una simple regla de tres mediante la cual a través del 11% de la recaudación por concepto de la regalía departamental se estimó el 100% de los ingresos en boca de pozo. Es necesario aclarar que este cálculo no considera que dicha regalía departamental para el caso del petróleo y condensado consideraba una canasta de precios internacionales del petróleo, razón por la cual en este caso el 11% podría ser mayor aunque no en montos significativos.

resultado altamente positivo puede ser opacado rápidamente por el elevado riesgo fiscal⁸ que comporta. Debido a que estos ingresos no están centralizados completamente en el TGN, el nivel de exposición al riesgo de los coparticipantes de este impuesto (en general municipios y prefecturas) puede alcanzar hasta el 50% del total recaudado, con las condiciones de precios y volúmenes futuras.

Cuadro 9
Recaudación por IDH

	2005	2006
IDH (MM Bbls.)	2,724	5,498
IDH (MM US\$)	338	686

Fuente: impuestos nacionales.

Algunos indicadores internacionales

En esta sección se analiza la situación del consumo y la producción de gas natural de aquellos países con los cuales Bolivia tiene una relación comercial importante, no sólo en hidrocarburos sino también en otros productos: Argentina, Brasil, Chile y Perú, en particular la situación presente y futura del abastecimiento a los mercados interno y externo. También se analizará la composición de la demanda interna en el país sujeto de análisis cuando la disponibilidad de información así lo permita.

Argentina

El cuadro 10 presenta la estructura de la oferta y demanda de gas natural en Argentina. Por supuesto, dentro de la oferta se encuentran también los volúmenes importados y dentro de la demanda, los exportados. De acuerdo con estas cifras se observa como característica destacada que el país importa y exporta gas natural de forma simultánea. Uno de sus principales mercados de exportación es Chile, pese a que los volúmenes exportados se mantienen constantes desde hace varios años atrás, e importa gas natural solamente de Bolivia.

En el cuadro 11 se puede ver la evolución de la demanda por gas natural de los principales sectores de consumo. No resulta atípico que la demanda para la generación eléctrica y la industria sea elevada, lo que sí llama la atención es la magnitud de la demanda residencial y la tasa de crecimiento de la demanda para el transporte. De hecho, la demanda para el sector residencial es mayor que la de la industria y el incremento en el sector transporte es la mayor de todas.

8. Una interesante discusión sobre riesgo fiscal se puede encontrar en Atkinson et al., 2001; Devarajan y Hammer, 1997; Lloyd et al., 2000; Polackova, 1998 y Polackova et al., 1999.

Cuadro 10
Oferta y demanda de gas natural en Argentina (MM mcd)

Argentina	Oferta				Consumo interno	Demanda			
	Oferta interna	Importaciones				Exportaciones			
		Bolivia	Otros	Total		Chile	Brasil	Uruguay	Total
2000	114,2	-	-	-	101,2	12,1	0,5	0,1	12,7
2001	115,3	-	-	-	98,7	14,8	2,0	0,1	16,9
2002	114,4	0,3	-	0,3	98,7	14,6	1,3	0,1	16,0
2003	128,3	0,2	-	0,2	110,9	16,6	0,9	0,2	17,7
2004	135,7	2,2	-	2,2	117,5	18,6	1,2	0,3	20,1
2005	133,7	4,4	-	4,4	120,0	16,9	0,9	0,3	18,1
2006*	141,5	3,9	-	3,9	126,5	17,8	1,0	0,0	18,9
2007**	138,6	4,4	-	4,4	125,3	16,8	0,8	-	17,6

(*) Los datos de exportación a Chile fueron estimados a partir de las importaciones registradas en Chile.

(**) Los datos de los años 2006 y 2007 son estimados a partir de la oferta interna, exportaciones e importaciones.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina, Enargas.

Cuadro 11
Demanda de gas natural en Argentina (MM mcd)

Año	Plantas eléctricas	Residencial	Comercial público	Transporte	Industria
2000	35,2	19,7	3,8	4,6	16,3
2001	29,8	19,1	3,9	5,1	16,3
2002	27,5	19,2	4,0	5,6	15,7
2003	31,9	20,1	3,9	7,2	15,9
2004	36,1	20,1	4,1	8,3	16,1
2005	35,0	21,8	4,1	8,7	18,6
Crecimiento	-0,1%	2,1%	1,7%	13,6%	2,7%

Respecto a la situación futura el requerimiento de gas natural dependerá del comportamiento en la producción interna. Si su tasa de crecimiento es similar a la observada en el período 2000-2007 entonces las necesidades de importación terminarían el año 2012. Sin embargo, si la producción se “estanca” o, peor aún, comienza a decrecer, en 2012 las importaciones necesarias podrían fácilmente superar los 12 MM de mcd.

Brasil

La oferta y demanda de gas natural en Brasil se presenta en el cuadro 12. A diferencia de Argentina, Brasil es un país que sólo importa gas natural, y Bolivia su principal

9. Bajo es supuesto que la tasa de crecimiento de la demanda es la proyectada por la Secretaría de Energía y las exportaciones se mantienen constantes al nivel observado el año 2007.

país proveedor, casi el 50% de la demanda total el año 2006. Otro hecho que merece ser destacado es que, tratándose de un país con mayor población que Argentina, el consumo de este energético es menor, de donde se deduce que el uso de este energético en ese país es modesto.

Cuadro 12

Oferta y demanda de gas natural en Brasil (MM mcd)

Brasil	Oferta				Demanda
	Producción neta *	Importaciones			Consumo interno**
		Bolivia	Argentina	Total	
2000	15,2	5,8	0,3	6,0	19,6
2001	15,3	10,5	2,1	12,6	26,5
2002	19,5	13,1	1,3	14,4	32,1
2003	20,4	15,3	1,0	16,3	36,1
2004	22,3	20,9	1,2	22,1	42,8
2005	23,6	23,7	1,0	24,7	45,1
2006	27,1	24,7	2,1	26,8	51,2

(*) Es la producción total sin reinyección, consumo propio y quemas.

(**) Incluye GLP. La cifra del año 2006 es un estimado.

De acuerdo a la prospectiva energética publicada por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil, para el año 2011 la producción de gas natural, 71 MM mcd, no cubriría la demanda por este producto que es de 121 MM mcd, por ello sería necesario importar la diferencia, 50 MM mcd. En este sentido, sería necesario importar 20 MM mcd. aproximadamente, queda la duda si este requerimiento será realizado con más gas natural de Bolivia o aquél proveniente del LNG.

Chile

El cuadro 13, estructura del mercado de gas natural en Chile, muestra que el consumo interno de gas natural tiene un importante componente importado (76%) que proviene en su totalidad de Argentina. Por su parte, la producción interna no tiene un comportamiento creciente que permita sustituir la dependencia de las importaciones.

De acuerdo con las proyecciones de consumo publicadas por la Comisión Nacional de Energía de Chile y manteniendo constante la producción interna de gas natural, los requerimientos de importación para el año 2012 alcanzarían 28,5 MM mcd, casi 7 MM mcd adicionales a lo que actualmente se importa. En este caso queda la duda acerca de si esta diferencia provendrá de países fronterizos o será GNL.

Cuadro 13
Oferta y demanda de gas natural en Chile (MM mcd)

Chile	Oferta			Demanda
	Oferta interna	Importaciones		Consumo interno
		Argentina	Total	
2000	6,7	12,2	12,2	17,4
2001	7,1	14,3	14,3	19,8
2002	7,0	14,4	14,4	20,0
2003	6,0	16,4	16,4	21,7
2004	5,8	19,2	19,2	22,6
2005 (p)	6,3	17,7	17,7	23,3
2006 (p)	6,0	16,7	16,7	21,5

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Perú

La información estadística sobre el mercado de gas natural en Perú es escasa de manera que sólo fue posible obtener información para el período 2004-2007 (cuadro 14). No obstante esta restricción, se observan algunas características de este mercado: 1) la producción del campo más importante en el Perú (Camisea) hace que la producción interna abastezca completamente la demanda; 2) hasta el año 2007, Perú no exportaba gas natural a ningún país fronterizo (sí lo hace con el GLP) y; 3) el consumo de gas natural es aún modesto.

Cuadro 14
Oferta y demanda de gas natural en Perú (MM mcd)

Perú	Producción nacional	Consumo interno
2004	2,35	2,31
2005	4,16	4,08
2006	4,86	4,77
2007 (p)	6,08	5,95

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

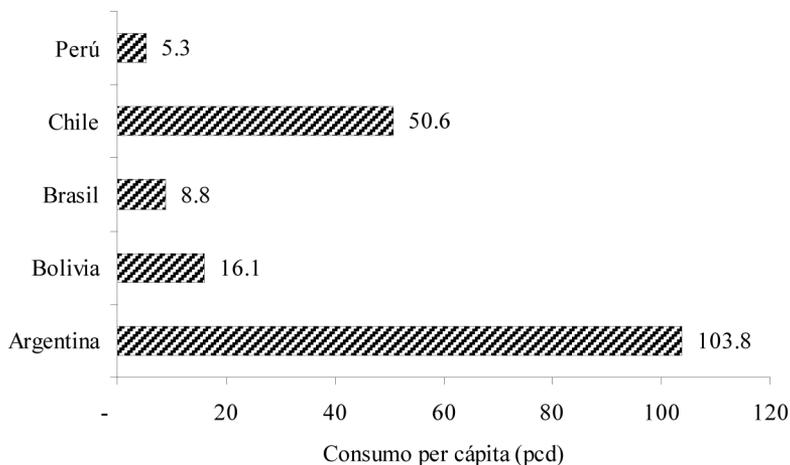
Tomando en cuenta el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2017 publicado por el Ministerio de Energía y Minas de Perú, a partir del año 2010 se tiene previsto exportar 17,7 MM mcd a través de un proyecto de GNL, dado que la producción (38 MM mcd) cubriría completamente la demanda interna (19,5 MM mcd). Lastimosamente este Plan Referencial no indica el destino de la exportación, sin embargo, al tratarse de

GNL y de acuerdo con publicaciones recientes en la prensa internacional, se presume que dicho destino sea México.

Consumo comparado

Utilizando los datos anteriores y cotejándolos con la población estimada para el año 2005 se construyó el gráfico 6, donde se presenta el cociente entre el volumen total demandado de gas natural y la población total estimada para el año de análisis. Claramente se observa que, entre los países analizados, Argentina es el mayor consumidor de gas natural, seguido de Chile y Bolivia. Tal como se señaló anteriormente, el consumo en Perú y Brasil es todavía modesto.

Gráfico 6
Consumo comparado per cápita, 2005 (pcd)



La interdependencia energética es clara: del conjunto de países analizados, sólo en Perú hay equilibrio entre la producción interna y el consumo de gas natural; Brasil, Argentina, Chile y Bolivia presentan vínculos comerciales importantes en el comercio de gas natural. También vale la pena destacar que Argentina y Chile, en ese orden, presentan indicadores interesantes en materia de consumo de gas natural, con una considerable masificación en el uso del gas natural al interior de su matriz energética.

Avances en la integración energética: ¿dónde está Bolivia?

En el Primer Foro de Integración Energética Regional organizado por OLADE en septiembre del año 2006, numerosos expositores coincidieron en señalar que el proceso

de integración de los últimos años fue importante así como los beneficios económicos y sociales que trae consigo dicha integración (véanse las distintas Presentaciones en OLADE, 2006). Algunas de las consideraciones relevantes de este Foro, fueron:

- Se estima que el número de interconexiones internacionales crecerá en más de 60% y que el crecimiento de la demanda por gas natural (bajo un escenario optimista) puede oscilar entre 6% y 8% anual.
- Uno de los beneficios más importantes de la integración radica en que los costos de transporte al interior de la región son mucho más bajos que los costos de transporte al exterior de la misma, en otras palabras, "es más barato comprar gas natural en la región que exportarlo a través de GNL. De hecho, para que Brasil, por ejemplo, pueda atraer proyectos de GNL, los precios que debería pagar oscilan entre US\$7/MMBTU y US\$9/MM BTU". Como corolario se puede concluir que es muy optimista pedir que el precio del gas natural boliviano en boca de pozo sea mayor a US\$5,00/MM BTU.
- Aún queda un margen importante para el sector privado, dado que éste está llamado a invertir y generar tecnología, sin embargo, es necesario un Estado planificador y regulador que no sólo establezca las reglas del juego sino que también participe en la apertura de mercados velando por el consumo interno.
- Se alcanzan soluciones cooperativas entre países productores y consumidores que disminuyen el riesgo de la volatilidad de precios, haciéndolos más eficientes.
- El monto de inversiones requeridas en los próximos años no es trivial, podría fácilmente sobrepasar los US\$50 billones.
- Debido a los problemas regulatorios en Bolivia y Argentina, Perú y Venezuela surgen como alternativas de suministro de gas natural en el largo plazo así como otros proyectos de importación de GNL de otros continentes, aunque tal vez ineficientes. Sin embargo, una buena parte de los expositores reconoce a Bolivia como fuente de abastecimiento de energía en el corto y mediano plazo.

Por otra parte, el 17 de abril del año 2007 los jefes de Estado de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Uruguay, Surinam y Venezuela acordaron ratificar los principios rectores de la integración energética regional recogidos en la Declaración de la I Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Sudamericana de Naciones, del 26 de septiembre de 2005, en Caracas, y en la Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana, suscrita el 9 de septiembre de 2006, en Cochabamba, Bolivia.

El cuadro 15 presenta lo que a juicio del autor son los puntos centrales de los documentos mencionados en el párrafo precedente, siempre desde una perspectiva energética. Comparando dichos documentos se observa que en el año 2005 todavía los acuerdos establecían lineamientos generales en materia de integración, sin embargo,

en el documento firmado en 2007 se establecen principios más puntuales en términos de integración.

Cuadro 15
Puntos centrales de la integración energética

Caracas (26 sept. 2005)	Cochabamba (9 dic. 2006)	Margarita (17 abril 2007)
Cooperación y complementación entre países	Articulación de políticas energéticas regionales	Ratificar los principios de los anteriores documentos
Solidaridad entre pueblos	Construcción de redes regionales de gasoductos	Acceso a la energía es un derecho ciudadano
Derecho soberano que asegure el desarrollo sustentable	Programas de producción de biocombustibles	Fortalecer relaciones entre países miembros
Integración regional y uso equilibrado de recursos	Actividades industriales conexas en explotación y transporte de combustibles	Actores involucrados: Estado, sociedad y empresas
Respeto a modos de propiedad de cada país en sus recursos energéticos	Convocar a reunión de presidentes de América del Sur para avanzar la planificación estratégica	Desarrollo de energías renovables. Reconocer el potencial de los biocombustibles
		Compatibilizar reglamentos, normas técnicas para mayor interconexión e intercambio energético
		Creación del Consejo Energético de Suramérica

De todos los puntos acordados, tres merecen ser comentados: los actores involucrados en el proceso, la construcción de redes de transporte y la producción de biocombustibles. El resto de los puntos, si bien son importantes, no parecen haber recibido la atención suficiente para su instrumentación de corto plazo.

- En cuanto a los actores involucrados, en la Declaración de Margarita se anota que tanto el Estado como la sociedad y las empresas deben ser parte integrante de este proceso, y no se descarta que empresas privadas puedan ser parte del mismo. En el caso boliviano con el proceso de “Nacionalización de los Hidrocarburos”, si bien no se elimina la participación del sector privado, lo disminuye, por ello será necesario repensar si YPFB tiene la infraestructura necesaria para encarar todos estos compromisos dadas la actual estructura gerencial (muy vertical), la elevada rotación

gerencial (cuatro presidentes en un año y medio) y las transferencias directas al resto del Estado (Bono Juancito Pinto).

- La construcción de redes de transporte parece cobrar importancia puesto que también se acordó la compatibilización de normas técnicas que permitan un mayor intercambio energético entre los países. En este sentido queda un amplio margen para adecuar aspectos regulatorios entre cada uno de los países, por ejemplo, las normas de libre acceso a los sistemas de ductos. Será entonces necesario reflexionar si Bolivia está en el camino correcto en materia regulatoria, toda vez que la existencia de un órgano regulador independiente está en duda. Si las tareas regulatorias y de fiscalización que actualmente realiza la Superintendencia de Hidrocarburos las asume alguna dirección del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, entonces YPFB no podrá ser fiscalizada y regulada correctamente.
- La producción de biocombustibles también mereció especial atención, no sólo porque aparece como fuente alternativa para la provisión energética, renovable y competitiva sino también porque su explotación masiva podría alterar la producción de otros productos. Por ello, la planificación estratégica aparece como el instrumento adecuado para compatibilizar todas estas actividades.

A esta altura del trabajo es necesario remarcar que conceptos como “cooperación”, “fortalecer relaciones” y “solidaridad” entre los países miembros de la región parecen ser el común denominador de todo este proceso. En este sentido, es necesario analizar el estado de las relaciones comerciales con los países vecinos, en especial Brasil y Argentina, con mayor razón después del proceso “nacionalizador” del país y el anuncio de Venezuela sobre la propuesta para vender gas natural a esta parte del continente.

Impacto de la apertura energética en Bolivia

En primer término es necesario definir qué se entenderá por tal concepto. Puesto que su definición es amplia y depende del contexto en que se utilice, en este documento se entiende que la integración energética está asociada a proyectos de exportación de energía. En particular en esta sección se analizarán los proyectos de exportación de gas natural. Si bien dicha conceptualización limita el alcance de la integración energética tiene, como ventaja, la posibilidad de cuantificarla.

Es muy difícil refutar con seriedad el impacto positivo que tuvieron los últimos proyectos de exportación de gas natural a Brasil y Argentina. Los mismos se reflejan en tres variables: a) el saldo comercial con Brasil; b) el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), y c) los mayores ingresos fiscales. Por ello, en esta sección se estudiará el

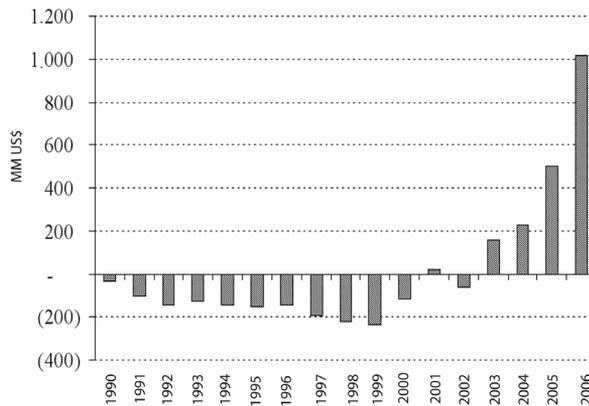
impacto de la exportación de gas natural sobre los principales indicadores macroeconómicos bolivianos.

Exportaciones

Tomando en cuenta sólo el incremento de las exportaciones sobre el saldo de la Balanza Comercial con Brasil se construyó el gráfico 7 (exportaciones menos importaciones). Claramente se observa una posición deficitaria en la década de los noventa que se revierte los últimos años debido al crecimiento en las exportaciones de gas natural, no sólo en volumen sino también en precios.

Gráfico 7

Saldo de la Balanza Comercial con Brasil (MM US\$)

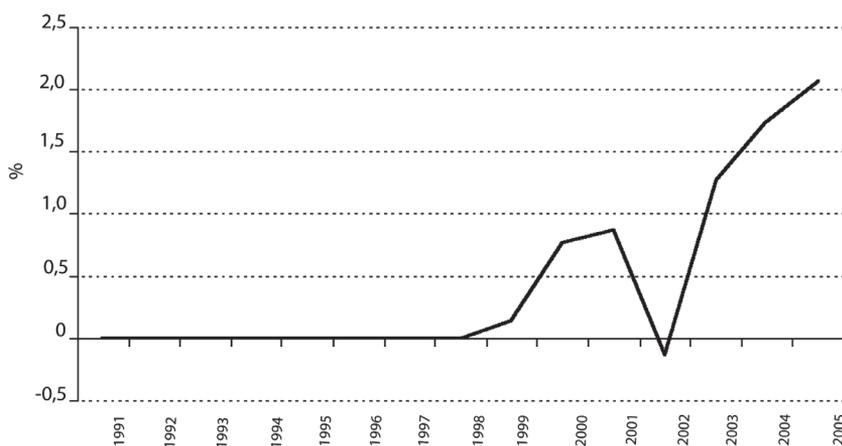


Producto Interno Bruto

Para analizar el impacto sobre la tasa de crecimiento del PIB de los proyectos de exportación a Brasil y Argentina, se construyó un modelo econométrico de ecuaciones simultáneas (descrito en el Anexo) con datos trimestrales durante el período 1990-2006 que permitió simular cuál hubiese sido la tasa de crecimiento del PIB si las exportaciones de gas natural no hubiesen contemplado dichos proyectos¹⁰. El gráfico 8 presenta el impacto marginal de estos proyectos de exportación sobre la tasa de crecimiento del PIB durante el período de análisis.

10. Si bien este análisis es parcial, dado que no se toman en cuenta las inversiones para la puesta en marcha de este proyecto, los resultados obtenidos se pueden considerar como el escenario más conservador para evaluar el impacto de la exportación de gas natural a Brasil. De hecho, en Andersen et al. (2003) se estimó, a través de un modelo de equilibrio general, que el proyecto de exportación a Brasil explica más de la mitad de la tasa de crecimiento del PIB.

Gráfico 8
Crecimiento del PIB y la exportación de gas natural a Brasil



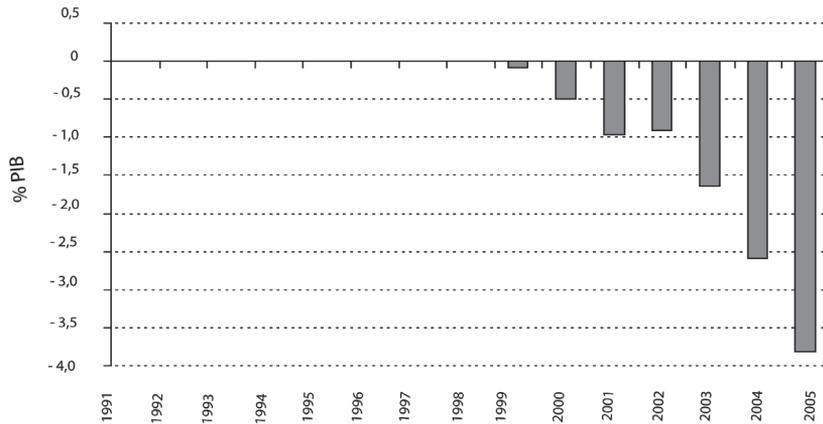
De acuerdo con la información del gráfico, de no haberse instrumentado este proyecto la tasa de crecimiento del PIB se habría situado entre 1% y 2% por debajo de la observada. El incremento en el volumen de exportación impactó positivamente en, aproximadamente, 1% sobre la tasa de crecimiento en el período 2000-2001; por su parte, el notable incremento de los precios de exportación hizo que el aporte de este proyecto sobre dicho crecimiento se sitúe entre 1,5% y 2% en el período 2003-2005. Es decir, en los últimos años, las exportaciones de gas natural explican más de la mitad del crecimiento del PIB boliviano.

Déficit del SPNF

La exportación de gas natural también generó recursos fiscales importantes debido a las regalías, participaciones e impuestos que se aplican a la actividad de explotación y comercialización de hidrocarburos (para más información sobre este consultar Medinaceli, 2003, 2004 y 2006, y Medinaceli et al., 2003). El gráfico 9, que presenta el impacto de las exportaciones de gas natural sobre el déficit del sector público no financiero (SPNF) como porcentaje del PIB, muestra cómo de no haberse implementado este proyecto el déficit del SPNF hubiese sido mayor; de hecho, para el año 2005 se habría incrementado en 4% del PIB.

Ciertamente, este escenario se construye bajo el supuesto de que la estructura de gastos del Estado hubiese permanecido inalterada, no obstante, es difícil negar que los recursos provenientes de la exportación de gas natural impactaron positivamente en las finanzas públicas.

Gráfico 9
Exportación de gas natural y el déficit del SPNF (% del PIB)



Exportación a Argentina

Actualmente existe la posibilidad de incrementar los volúmenes de exportación de gas natural a la Argentina hasta alcanzar 27 MM de mcd. Por ello, en esta sección se estudiará el impacto, sobre la tasa de crecimiento del PIB, de la posible ampliación de la exportación de gas natural hacia dicho país.

Tasa de crecimiento del PIB

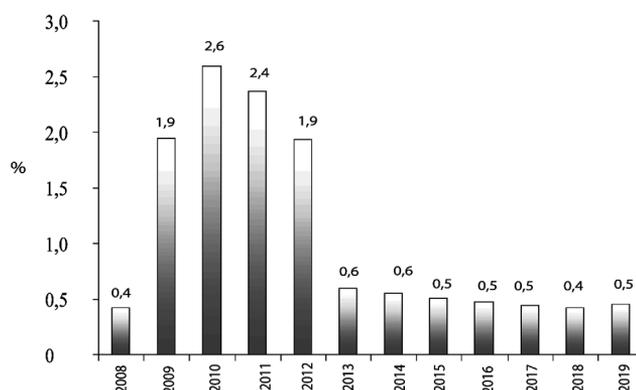
Previa presentación de los resultados es necesario describir los supuestos del análisis:

- Toda la producción adicional proviene del campo Margarita, por ello, el rendimiento del petróleo es mayor al promedio nacional.
- Los precios del petróleo continúan elevados, por ello también se asume que la tasa de crecimiento mundial es elevada, con el consecuente impacto sobre las tasas de interés internacionales y los precios del petróleo.
- Se mantiene la participación estatal establecida en la Ley de Hidrocarburos n° 3058 y los nuevos contratos de exploración y explotación, firmados por YPFB en el segundo semestre del año 2006.
- Además del incremento en las exportaciones, también se presenta un incremento en la inversión extranjera directa para financiar las actividades de explotación en el campo productos, por ello, dentro la conformación del PIB, no sólo se incrementa el ítem exportaciones, sino también, la formación bruta de capital fijo.
- Puesto que este proyecto también estará asociado a la mayor producción de líquidos, casi duplicando la producción actual, se asume que existen las inversiones

necesarias para almacenar, transportar y/o refinar dicha producción, ya sea para su consumo en el mercado interno o para la exportación.

Con estos supuestos se puede observar en el gráfico 10 el impacto del proyecto de exportación de gas natural a Argentina sobre la tasa de crecimiento del PIB. Un proyecto de esta naturaleza genera mayores tasas de crecimiento del PIB, hasta de 2,5% adicional. Llama la atención que se presente un crecimiento sostenido del 0,5%, lo que se debe al supuesto de crecimiento sostenido de la producción mundial, dado que también las exportaciones bolivianas se incrementarían.

Gráfico 10
Crecimiento del PIB y exportación a Argentina (% del PIB)



Si bien es positivo el impacto de este proyecto de exportación sobre el crecimiento económico, es necesario recordar que el principal supuesto es que la inversión necesaria para llevar a cabo dicho proyecto, se lleve a cabo. De ahí que la única posibilidad de que se cumpla este escenario es que los precios continúen elevados, dada la magnitud de la participación estatal establecida en el marco legal vigente en Bolivia (véase Medinaceli, 2007).

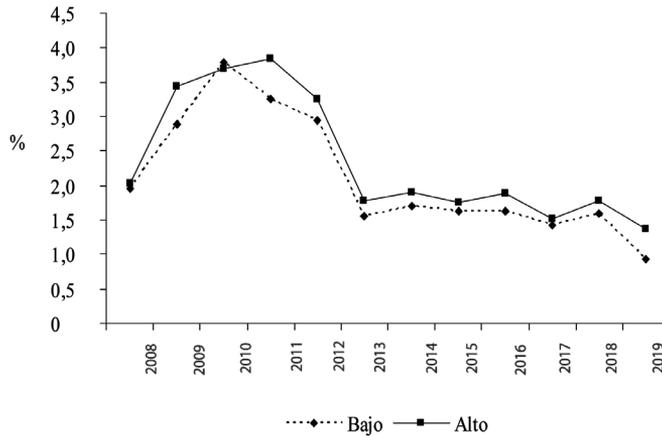
A través de un análisis estocástico es posible determinar el rango de la tasa de crecimiento del PIB en el escenario antes planteado¹¹. En este sentido, el gráfico 11 presenta el crecimiento total de la economía boliviana en caso de llevarse a cabo el proyecto de exportación de gas natural a Argentina. Puesto que se trata de un ingreso con poca volatilidad, por el momento los rangos son bastante pequeños, de hecho, se mantiene el impacto de 2% y 3% en el PIB, estabilizándose luego en un crecimiento estacionario del 2%.

11. Este rango resulta de añadir/restar al promedio del PIB dos veces la desviación estándar del mismo.

Gráfico 11

Tasa de crecimiento del PIB con Argentina. Escenario optimista

Desigualdad económica



¿Realmente un proyecto de exportación de gas natural beneficia a los pobres? Este tema fue investigado en Andersen et al. (2003 y 2007) no sólo con un proyecto de exportación de gas natural, sino también con la llamada “nacionalización” de los hidrocarburos en Bolivia llevada a cabo en 2006. A través de un modelo equilibrio general computable es posible conocer el impacto de los escenarios descritos anteriormente sobre la desigualdad del ingreso en la economía boliviana.

El principal resultado del análisis descrito es que, si la estructura de gasto del Estado permanece inalterada, mayores ingresos fiscales resultantes de proyectos de exportación de gas natural no ayudan a disminuir la desigualdad en el ingreso y, más aún, favorecen a la población de ingresos elevados. No obstante ello, una adecuada intervención estatal a través de políticas sociales eficientes puede revertir este proceso y permitir que los segmentos pobres de la población se beneficien de este tipo de proyectos de exportación.

Posición de Bolivia

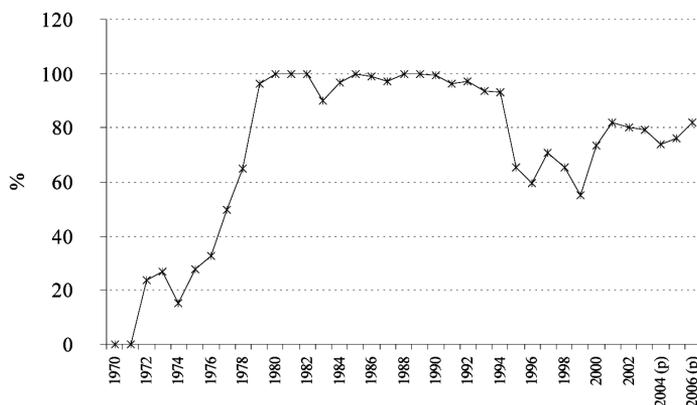
En esta sección se analizan algunas de las discusiones más importantes de los últimos veinte años respecto a los problemas de integración energética en el país así como algunos aspectos que deberían ser abordados por el hacedor de política energética para encarar de mejor manera cualquier proceso de integración.

¿Sobre qué discutimos?

A partir de la década de los ochenta las exportaciones de hidrocarburos bolivianos se concentraron, sobre todo, en la exportación de gas natural (gráfico 12). Posiblemente este comportamiento en las exportaciones generó dos tipos de debate respecto al tipo de apertura energética en materia de hidrocarburos. El primero ligado al planteamiento de la hipótesis entre exportar el gas natural o privilegiar su consumo interno (un buen ejemplo de este planteamiento se encuentra en Quiroga, 1977); el segundo, ligado a la exportación de gas natural como “materia prima” o como producto industrializado (véase, por ejemplo, Poveda y Rodríguez, 2006).

Gráfico 12

Exportación de gas natural como % de las exportaciones de hidrocarburos



Durante la década de los setenta, gran parte de la discusión ligada a la apertura energética de Bolivia consistía en analizar si las reservas de gas natural podían o no abastecer los requerimientos del mercado interno y los compromisos de exportación, dado el incremento en los volúmenes de gas natural destinado al mercado externo. Si bien durante este período también se discutió si era bueno exportar el gas natural como materia prima, la misma no tuvo la importancia del primer tema ya mencionado.

Con las inversiones realizadas en la segunda mitad de la década de los noventa las reservas de gas natural (probadas y probables) son suficientes para abastecer el mercado interno y además generar excedentes interesantes para la exportación. En este sentido, la discusión está orientada a la forma cómo se exportará este gas natural no comprometido con el mercado interno, como “materia prima” o “industrializado”, puesto que los resultados económicos y financieros de ambas opciones son distintos. Es necesario remarcar en este punto que no todos los proyectos de industrialización

son atractivos para el Estado boliviano, dados los elevados precios del gas natural como “materia prima” y los costos de inversión y operación del proyecto de industrialización en sí mismo.

La posibilidad de exportar GNL a Estados Unidos de América a través de un puerto en el Océano Pacífico y el referéndum del año 2004 abre la posibilidad de utilizar el gas natural como instrumento para obtener una salida al mar, por supuesto, a través de la República de Chile. Por ello, la discusión sobre apertura energética no sólo está relacionada con aspectos técnicos, económicos y/o financieros; sino también, con consideraciones geopolíticas.

¿Dónde debemos trabajar?

La discusión en materia de integración energética está lejos de agotarse, sin embargo, con el análisis realizado hasta el momento, es posible identificar algunas áreas de trabajo, a nivel estatal. Las más importantes se detallan a continuación:

- No se puede negar la importancia de Bolivia en el abastecimiento de gas natural en la región, sin embargo, ésta podría disminuir debido a dos razones: la presencia de productos alternativos, y la falta de confianza en la provisión del producto. En este sentido, es necesario recuperar la confianza de los países vecinos respecto a la seguridad en la provisión de gas natural por parte de Bolivia. Un aspecto que debería discutirse es hasta qué punto Bolivia y los países proveedores de gas natural aseguran el abastecimiento externo a costa del interno toda vez que el concepto de seguridad energética parece desplazar las consideraciones de precio, es decir, existe la posibilidad de alcanzar equilibrios de mediano y largo plazo con precios elevados y seguridad de abastecimiento.
- Si bien en los últimos años la discusión entre el abastecimiento al mercado interno y externo fue debilitándose, surge una nueva y con mucho cuerpo: exportación de gas natural como “materia prima” o industrialización. Ciertamente, un análisis menos apasionado del tema muestra que estas dos opciones no son excluyentes, sin embargo, es necesario estudiar a fondo cuáles son las verdaderas posibilidades para industrializar el gas natural, los posibles mercados y, tal vez más importante, cuál es el beneficio para el Estado boliviano de un proyecto de industrialización, mismo que aún no queda del todo claro.
- En los últimos años se advierte una mayor participación estatal en el quehacer hidrocarburífero del país pero, a diferencia de anteriores procesos, aún se considera al sector privado como actor importante dentro el desarrollo del sector. En este sentido, parece que la apuesta es por un Estado regulador y planificador, a través de YPF, pero conviviendo con el sector privado, debido a la necesidad de inversión

y tecnología. En este nuevo contexto, el incremento de las ventas de gas natural al mercado externo debería estar asociado a la generación del incentivo correcto al sector privado para que éste realice la inversión correspondiente y así lograr un proceso de integración eficiente.

- Finalmente, hay aspectos que necesariamente deberán estudiarse en cualquier proceso de integración: 1) el rol específico de YPF; 2) las características geopolíticas de la integración energética; 3) el impacto de la reforma en la Constitución Política del Estado sobre la integración, y 4) el vínculo entre mayor exportación de gas natural y mayor desigualdad económica.

Conclusiones y recomendaciones

- El crecimiento económico de los últimos cinco años se explica en gran parte por el crecimiento en las actividades del sector hidrocarburos en Bolivia. El crecimiento en la producción, las inversiones, las exportaciones y los precios internacionales explica entre 2% y 3% del crecimiento en el Producto Interno Bruto. Por supuesto, todos estos aspectos están vinculados al proyecto de exportación de gas natural a Brasil que se inicia en 1999 y ya en el año 2006 representa más del 87% en la producción total de gas natural.
- Las finanzas públicas también se beneficiaron de este proyecto de exportación, de acuerdo a los resultados del modelo utilizado en la elaboración de este documento. De no haberse concretado dicho proyecto, el déficit del SPNF habría sido hasta de 4% (como porcentaje del PIB) mayor al observado. Más aún, con el nuevo impuesto (IDH) aplicado al sector hidrocarburos en Bolivia con la Ley de Hidrocarburos nº 3058, el Estado recibió más de US\$600 millones anuales adicionales.
- De concretarse el proyecto de exportación a Argentina, escenario muy cuestionado hasta el momento, el impacto sobre la economía boliviana sería importante, de hecho, el impacto sobre la tasa de crecimiento del PIB podría oscilar entre 2% y 2,5%. Sin embargo, aún queda mucho trabajo para que los beneficios de este tipo de proyectos lleguen al segmento más pobre de la población dado que, de mantenerse la actual estructura de gastos del Estado, los ingresos adicionales benefician, en gran parte, a grupos de la población con niveles de ingreso medios y altos.
- A nivel internacional, la interdependencia energética es clara. Del conjunto de países analizados sólo Perú presenta un equilibrio entre la producción interna y el consumo de gas natural; por su parte, Brasil, Argentina, Chile y Bolivia presentan vínculos comerciales importantes respecto a la compra y venta de gas natural.

- También vale la pena destacar que Argentina y Chile, en ese orden, son países que presentan indicadores interesantes en materia de consumo de gas natural. Del análisis realizado, estos dos países muestran, al interior de su matriz energética, una considerable masificación en el consumo de gas natural.

La apertura de mercados energéticos tuvo un impacto positivo importante en la economía boliviana, aunque probablemente quedan aspectos internos que solucionar, por ejemplo, la distribución de estos beneficios de forma más progresiva. Sin embargo, las cifras y los modelos económicos sugieren, con mucha autoridad, que el crecimiento boliviano depende fuertemente de los vínculos energéticos con los países vecinos.

Pese a que las recomendaciones deberían deducirse de la lectura global del documento, es bueno dejar explícitas algunas de ellas:

- No se puede negar la importancia de Bolivia en el abastecimiento de gas natural en la región, sin embargo, ésta podría disminuir debido a dos razones: por un lado, la presencia de productos alternativos, por otro, la falta de confianza en la provisión del producto. En este sentido, es necesario recuperar la confianza de los países vecinos respecto a la seguridad en la provisión de gas natural por parte de Bolivia.
- Un aspecto que debería discutirse es hasta qué punto Bolivia y los países proveedores de gas natural aseguran el abastecimiento externo a costa del interno. Toda vez que existe la posibilidad de alcanzar equilibrios de mediano y largo plazo con precios elevados y seguridad de abastecimiento.
- Si bien en los últimos años la discusión entre el abastecimiento al mercado interno y el externo fue debilitándose, surge una nueva surge con mucho cuerpo: exportación de gas natural como “materia prima” o industrialización. Un análisis menos apasionado del tema muestra que estas dos opciones no son excluyentes, sin embargo, es necesario estudiar a fondo cuáles son las verdaderas posibilidades para industrializar el gas natural, los posibles mercados y, tal vez más importante, cuál el beneficio para el Estado boliviano de un proyecto de industrialización que aún no queda del todo claro.
- En los últimos años se advierte una mayor participación estatal en el quehacer hidrocarburífero del país pero, a diferencia de anteriores procesos, aún se considera al sector privado como actor importante en el desarrollo del sector. En este sentido, parece que la apuesta es por un Estado regulador y planificador, a través de YPF, pero conviviendo con el sector privado, debido a la necesidad de inversión y tecnología. En este nuevo contexto, el incremento de las ventas de gas natural al mercado externo debería estar asociado a la generación del incentivo correcto al sector privado para que éste realice la inversión correspondiente y así lograr un proceso de integración eficiente.

- Finalmente existen aspectos que deberán estudiarse en cualquier proceso de integración: 1) el rol específico de YPF; 2) las características geopolíticas de la integración energética; 3) el impacto de la reforma la Constitución Política del Estado sobre la integración, y4) el vínculo entre mayor exportación de gas natural y mayor desigualdad económica.

Anexo Modelo Macroeconómico

Uno de los objetivos de la presente evaluación es analizar, de forma integral, la economía en Bolivia desde 1990. En ese sentido, a continuación se desarrolla un modelo sencillo que intenta capturar algunas de las características observadas como más importantes.

El modelo consta de 12 ecuaciones de comportamiento, 9 identidades, 12 variables exógenas y 22 endógenas. Es sencillo verificar que las condiciones de rango y orden requeridas en este tipo de modelos se satisfacen. Si bien el modelo es bastante sencillo, como se verá a continuación, permite proyectar algunos escenarios para la economía boliviana.

Datos y Relaciones

Los datos de consumo de las familias (c_t), gasto del gobierno (g_t), inversión¹ (I_t), exportaciones (x_t) e importaciones (m_t) fueron obtenidos de la descomposición (según estructura de gastos) del Producto Interno Bruto (Y_t) que realizó el Instituto Nacional de Estadísticas para el período 1990-2006, de forma trimestral.

Se asume que el consumo de las familias (c_t) está en función del Ingreso Disponible de las mismas (Yd_t) y el consumo de período pasado (c_{t-1}). La variable Yd_t resulta de restar a Y_t el nivel de impuestos recaudados del público por el Sector Público No Financiero (SPNF) (t_t), variable expresada en millones de Bs. y deflactada por el Índice de Precios al Consumidor (IPC)². En este sentido la ecuación estimada consumo de las familias es:

$$c_t = -506.8 + 0.76 \cdot Yd_t + 0.25 \cdot c_{t-1}$$

La tasa de interés pasiva nominal ($i_{p,t}$) está en función de la tasa LIBOR y sus rezagos, la tasa de interés activa ($i_{a,t}$) está en función de la tasa pasiva y de su valor rezagado. Las regresiones estimadas se presentan en las siguientes ecuaciones:

$$i_{p,t} = -0.39 + 0.11 \cdot LIBOR_{t+4} + 1.43 \cdot i_{p,t-1} - 0.82 \cdot i_{p,t-2} + 0.36 \cdot i_{p,t-3}$$

¹ El dato de inversión es el resultado de sumar la Formación Bruta de Capital Fijo y la variación de existencias.

² Para calcular esta variable se tomaron en cuenta los impuestos de la Renta Interna, el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados y el IVA.

$$i_{a,t} = 3.32 + 0.31 \cdot i_{p,t} + 0.63 \cdot i_{a,t-1}$$

La inversión en la economía (I_t) se asume depende de la inversión extranjera directa (IE_t), de la tasa de interés activa ($i_{a,t}$), del PIB (Y_t), una variable *dummy* que representa la inversión por el proceso de capitalización (D_3) y de su valor rezagado, por ello la ecuación estimada es:

$$I_t = 475 + 0.18 \cdot IE_t + 0.48 \cdot I_{t-1} + 206 \cdot D_3 - 9.53 \cdot i_{a,t} + 0.38 \cdot \Delta Y_{t-2}$$

El nivel de ingresos del SPNF (T_t), depende de la tasa de inflación (π_t), de los impuestos del SPNF (t_t) y de las exportaciones totales (x_t). Por otra parte, la recaudación impositiva del SPNF (t_t) depende del PIB (Y_t), las importaciones totales (m_t) y las exportaciones de hidrocarburos y minería ($x_{rrmm,t}$), por otra parte, el gasto del SPNF (G_t) depende del gasto del gobierno (g_t) en bienes y servicios y de los ingresos del SPNF (T_t), de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$T_t = 521 + 0.52 \cdot t_t - 20.3 \cdot \pi_t + 0.42 \cdot x_t$$

$$t_t = -667 + 0.21 \cdot Y_t + 0.15 \cdot m_t + 0.498 \cdot x_{rrmm,t}$$

$$G_t = 177 + 1.56 \cdot g_t + 0.16 \cdot T_t$$

La tasa de inflación (π_t) está en función de la inflación rezagada (π_{t-1}), el déficit del SPNF (Def_t), la variación del precio nominal de la gasolina $\Delta p_{g,t}$ y la masa monetaria ($M1_t$) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\pi_t = 0.25 + 0.60 \cdot \pi_{t-1} - 0.000983 \cdot Def_t + 0.000346 \cdot M1_t + 9.40 \cdot \Delta p_{g,t}$$

En el sector externo se presentan dos ecuaciones: la primera relaciona el nivel de exportaciones (x_t) con las exportaciones de hidrocarburos y minería ($x_{rrmm,t}$), el tipo de cambio real (E_t) y el PNB de Estados Unidos (Y_t^*), y la segunda relaciona el nivel de importaciones (m_t) con el PIB contemporáneo (Y_t) y el nivel de inversión (I_t) y el tipo de cambio real con Argentina ($E_{arg,t}$), tal como se presenta a continuación:

$$x_t = -1,883 + 1.17 \cdot x_{rrmm,t} + 13.9 \cdot E_t + 0.19 \cdot Y_t^*$$

$$m_t = -439 + 0.33 \cdot Y_t + 0.44 \cdot I_t - 0.81 \cdot E_{arg,t}$$

La masa monetaria nominal ($M1_t$) depende de la diferencial de tasas de interés LIBOR y doméstica (Din_t), el gasto del SPNF (G_t), el PIB (Y_t) y del déficit en cuenta corriente (Dcc_t), a través de la siguiente ecuación:

$$M1 = -4,450 + 105 \cdot Din_t + 1.285 \cdot G_t + 1 \cdot Y_t + 0.71 \cdot Dcc_t$$

El tipo de cambio real (E_t) depende del nivel de exportaciones e importaciones a través de la siguiente ecuación:

$$E_t = 86.67 + 0.015 \cdot x_t + 0.005 \cdot x_{t-1} - 0.012 \cdot m_t$$

Finalmente, las identidades se refieren al ingreso nacional disponible Yd_t , el ingreso nacional bruto Y_t , el déficit del SPNF, la variación del precio de la gasolina, el índice de precios al consumidor, el diferencial de tasas de interés (Din_t), la masa monetaria medida en términos reales ($M1IPC$), la tasa de devaluación (dev_t) y el déficit en cuenta corriente (Dcc_t).

$$Yd_t = Y_t - t_t$$

$$Y_t = c_t + i_t + g_t + x_t - m_t$$

$$D_t = T_t - G_t$$

$$\Delta p_{g,t} = \frac{P_{g,t}}{P_{g,t-1}} - 1$$

$$IPC_t = IPC_{t-1} \cdot \left(1 + \frac{\text{inf}_t}{100}\right)$$

$$Din_t = \text{libor}_t - \text{pasiva}_t$$

$$M1IPC = \frac{M1}{IPC} \cdot 100$$

$$dev_t = \frac{tdc_t}{tdc_{t-1}} - 1$$

$$Dcc_t = x_t - m_t$$

Bibliografía

- Andersen, L.; Faris, R.; Medinaceli M. (2003) Exportación de Gas Natural: el efecto sobre crecimiento, empleo, desigualdad y pobreza. Instituto de Investigaciones Socio Económicas. Universidad Católica Boliviana. La Paz.
- Andersen, L.; Caro, J.; Faris, R.; Medinaceli M. (2007) "Gas Natural and Inequality in Bolivia alter Nationalization", *Journal of Energy and Development*, vol. XXXI, nº 2, Spring 2006, ICEED.
- Atkinson, Paul y Noord, Paul van den (2001) "Managing Public Expenditure: Some Emerging Policy Issues and a Framework for Analysis", *OECD Working Paper*, nº 285, febrero.
- Devarajan, Shantayanan y Hammer, Jeffrey (1997) "Public Expenditures and Risk Reduction", *The World Bank Development Research Group*, Mimeo.
- Lloyd-Ellis, Huw y Zhu, Xiadong (2000) "Fiscal Shocks and Fiscal Risk Management", *Working Paper of the Center for Research on Economic Fluctuation and Employment*, nº 108, Université of Québec, Montréal, marzo.
- Medinaceli, M. (2003) *Sistemas impositivos aplicados al sector petrolero en Bolivia*. Mimeo. Cámara Boliviana de Hidrocarburos. Noviembre.
- Medinaceli, M.; Müller, H. y Cavero, R. (2003) "El régimen impositivo en el sector hidrocarburífero en Bolivia". *Informe Confidencial nº 126*, julio-agosto. Müller & Asociados. La Paz.
- Medinaceli, M. (2004) "¿Cómo aprovechar contextos favorables en el sector hidrocarburos? Los principales sectores exportadores de Bolivia", *Boletín Económico Análisis de Coyuntura* nº 2, pp. 31-44, Fundación Milenio, Bolivia.
- Medinaceli, M. (2006) "Aspectos tributarios de la Ley de Hidrocarburos nº 3058 y del Decreto Supremo nº 28701", en *La Nacionalización Bajo la Lupa*. Fundación Milenio. La Paz.
- Medinaceli, M. (2007) *La nacionalización del nuevo milenio: cuando el precio fue un aliado*. Fundemos. La Paz.
- OLADE (2006) *Foro de Integración Energética Regional (FIER)*, México.
- Polackova, Hana (1998) "Government Contingent Liabilities: A Hidden Risk to Fiscal Stability", *World Bank Policy Research Working Paper*, nº 1989, octubre.
- Polackova, Hana; Papp, Anita y Schick, Allen (1999) "Fiscal Risk and the Quality of Fiscal Adjustment in Hungary", *World Bank Policy Research Working Paper*, nº 2176, diciembre.
- Poveda, P.; Rodríguez, A. (2006) *El gas de los monopolios: análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia*. Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA). La Paz.
- Quiroga, Marcelo (1977) "Oleocracia o Patria", *Obras Completas* nº 5. Plural Editores. La Paz.
- Superintendencia de Hidrocarburos. *Informes Estadísticos* (varios números). La Paz.
- YPFB-Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. *Informes Mensuales* (varios números). La Paz.
- YPFB-Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. *Informes Estadísticos* (varios números). La Paz.

Los lineamientos fundamentales de la política en materia de gas del gobierno de Venezuela así como su marco jurídico-institucional tienen importantes implicaciones en los ámbitos nacional e internacional por lo que se hace necesario evaluar la factibilidad de utilizar el gas natural venezolano como elemento de la integración, ya que no es per se un elemento integrador. Para ello, dos factores condicionarán que el gas venezolano tenga esa posibilidad: en primer lugar las variables políticas; en segundo lugar los factores técnicos y económicos.

Un tema que tendrá que ser discutido será el orden o la secuencia en la que podría ocurrir un proceso integrador en materia de gas y de energía en general, ya sea con Centroamérica, con el Caribe, con el Sur, y por qué no, incluir a Estados Unidos como elemento a atender en este proceso integrador, considerado este último por su desarrollo económico, sus requerimientos energéticos y su condición de mercado privilegiado para Venezuela, México y Trinidad-Tobago.

Es necesario aclarar que cuando se habla internacionalmente de gas natural se entiende que es gas metano, ya que las reservas de este hidrocarburo mundialmente son casi en su totalidad de gas libre o no asociado al petróleo. Por lo tanto, cuando en este trabajo se lee gas o gas natural estamos refiriéndonos al gas metano.

Análisis de las variables

Análisis doméstico

Variables políticas

Las variables políticas están condicionadas por la orientación ideológica y el actual marco legal. En lo ideológico el gobierno se plantea la integración energética como un proceso que debe ir precedido de lo social y lo político antes que de lo puramente económico y comercial, hecho que condujo a la salida de Venezuela del Grupo de los Tres (G-3) y de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Este hecho también dificulta el ingreso del país al MERCOSUR, llevándolo a promover integraciones como la Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA), crear empresas petroleras nacionales (PetroAmérica, PetroAndina, PetroCaribe y PetroSur) y promover una asociación en materias de gas, a través de procesos integradores entre gobiernos, sin la participación del sector privado.

Con respecto al marco legal, el gobierno venezolano, apoyado en la Ley Habilitante de fecha 26 de abril de 1999, dictó el 12 de septiembre de 1999 el Decreto n° 310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en cuya Exposición de Motivos quedaron establecidas las líneas fundamentales del gobierno en materia de gas natural y sus componentes, las cuales se pueden sistematizar en los siguientes puntos:

- a. Explotar las reservas probadas de gas natural para atender primordialmente el mercado nacional doméstico, comercial e industrial y, eventualmente, el de exportación como materia prima o combustible a otros países.
- b. Incrementar las reservas de gas libre para no depender demasiado del gas asociado sujeto a las variables de la producción petrolera, estimulando la búsqueda de yacimientos de gas libre.
- c. Las actividades con hidrocarburos gaseosos pueden ser realizadas directamente por el Estado o a través de entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado, a través de licencias y permisos.
- d. Las licencias y permisos se otorgarán a proyectos determinados dirigidos al desarrollo nacional.
- e. El Estado exigirá una regalía de veinte por ciento (20%) sobre los volúmenes de hidrocarburos gaseosos producidos.
- f. La existencia de un ente con autonomía funcional denominado Ente Nacional del Gas para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución.
- g. El transporte y la distribución de hidrocarburos destinados al consumo colectivo son declarados servicios públicos.
- h. Los precios del gas natural y las tarifas de transporte y distribución deberán facilitar la recuperación de las inversiones, obtener una rentabilidad razonable, así como atender al mantenimiento adecuado del servicio y asegurar a los consumidores el menor costo posible.
- i. Con el fin de evitar conductas monopólicas se prohíbe que una misma persona realice o controle en una región dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución, sin embargo, cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera, podrá ser autorizada por el Ministerio de Energía y Minas para ejercerlas; en este caso deberán llevarse contabilidades separadas como unidades de negocio claramente diferenciadas.
- j. Dar prioridad a los proyectos de industrialización de los hidrocarburos gaseosos que propendan a la formación de capital nacional, a una mayor agregación de valor a los insumos procesados y cuyos productos sean competitivos en el mercado exterior.

Esta Ley, aun cuando fue firmada por el presidente Chávez, permitía la participación privada sin la del Estado y estaba dirigida al pleno desarrollo de la industria del gas en Venezuela y a industrializar los componentes de este hidrocarburo en el territorio nacional, pero no se planteaba ser utilizada como herramienta de geopolítica, ni para promover integración energética alguna. El tema de la exportación del gas en la Ley se toca muy tangencialmente.

Las iniciativas venezolanas de integración energética propuestas por el gobierno actual utilizando el gas natural no están apoyadas en la legislación sobre hidrocarburos, sino que se sustentan en los lineamientos ideológicos que el gobierno le ha fijado a su gestión.

Propuestas políticas regionales

En materia de gas el gobierno venezolano ha propuesto proyectos de gasoductos a Colombia, Panamá, el Caribe, Brasil, Argentina y Uruguay. A la fecha, el único que se ha concretado es el proyecto de Colombia, con la particularidad de que durante varios años será Venezuela el país que recibirá el gas colombiano hasta que haya satisfecho las necesidades de su mercado interno, y será entonces cuando, eventualmente, el gas venezolano iría al país vecino.

Con respecto a la posibilidad de que el gas venezolano llegue a Panamá, sería a través de la extensión del gasoducto colombo-venezolano. Esta propuesta no es nueva, data de los años noventa. Una versión de ese gasoducto fue presentada por la empresa Arthur D'Little en una Convención de Gas en Caracas. El gasoducto, después de alcanzar Panamá, iría hasta México. Por supuesto, un proyecto de tal magnitud tenía innumerables limitaciones técnicas y políticas y, con el desarrollo de las tecnologías de gas licuado, ese gasoducto dejaría de ser necesario porque resulta más económico transportar el metano a Centroamérica y México en forma líquida que por tubería. Hoy México recibe gas de Nigeria en su terminal de regasificación de Altamira, terminado en 2006. En el Sur, Chile construye un terminal de regasificación para recibir gas de Malasia y Australia, y Brasil también construye un terminal para regasificar gas.

Sobre un gasoducto desde Venezuela hasta el estado de Florida, pasando por Trinidad-Tobago, por todo el arco de las islas antillanas hasta Puerto Rico y de allí a Jamaica, Cuba y EEUU –mencionado por el gobierno en varias ocasiones– también fue propuesto en un estudio realizado por el Banco Mundial y presentado por Arthur D'Little en el evento antes mencionado.

Más recientemente ha sido presentado el Proyecto del Gasoducto del Sur (GASUR) que llevaría gas venezolano a Brasil, Argentina y Uruguay, integrándose al gasoducto que suministra gas de Bolivia al sur de Brasil. Este proyecto está en los planes de la estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) con el nombre de "Cono Energético del Sur".

Para los países andinos PDVSA, también en su “Plan Siembra Petrolera”, prevé un gasoducto llamado “Cono Energético de Los Andes”, con lo cual el gas venezolano llegaría hasta Ecuador integrándose a los sistemas de transporte de Colombia y Perú.

De estas propuestas regionales no se conocen los respectivos estudios técnico-económicos que las respaldan.

Variables técnico-económicas

La variable técnico-económica fundamental para plantearse el uso del gas venezolano como elemento integrador es la relacionada con la estructura de las reservas actuales de gas y las expectativas de reservas de gas libre que tiene el país así como la factibilidad de su desarrollo en el corto plazo.

Es necesario revisar la situación de las reservas probadas de que se dispone y analizar si serán suficientes para satisfacer en el mediano y largo plazo las ingentes necesidades de la industria petrolera y petroquímica nacional, así como de los sectores eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, industrial menor, comercial y residencial. Incluso para procesos de industrialización profunda.

La principal restricción técnica que tiene el gas venezolano para su exportación es la composición de las actuales reservas probadas, las cuales son en un 90% asociadas a la producción de petróleo. Estas reservas de gas deben ser validadas y certificadas, ya que hoy no son suficientes para satisfacer los requerimientos de PDVSA y del resto de la industria petrolera nacional, ni los del mercado interno venezolano, mucho menos para exportar.

Los factores económicos están asociados principalmente con la factibilidad de hacer en el tiempo necesario las inversiones que se requieren para explorar y desarrollar las expectativas de gas libre que los informes dicen existen en las áreas costa afuera venezolanas. Tanto los aspectos técnicos como los económicos serán analizados en detalle más adelante.

Análisis regional

Oferta y demanda de gas en los países de Suramérica

Con la entrada (actualmente cuestionada) de Venezuela en el MERCOSUR, así como se abrirían oportunidades también surgirían limitaciones para el gas venezolano dependiendo de las matrices energéticas, las reservas de hidrocarburos y, en general, los recursos energéticos de Brasil, Argentina, Bolivia y Uruguay.

La utilización de recursos energéticos alternativos y en especial del gas natural en cada país y en conjunto en todo el hemisferio –independientemente de las razones técnicas, económicas y geopolíticas– estará influenciada por los factores que han inter-

venido en la formación de la estructura de la matriz energética del país que se desea analizar. Esta situación será de indispensable motivo de estudio para evaluar las posibles oportunidades de negocios para el gas de Venezuela en esos países.

Al gas natural le toca ser el elemento de reemplazo de la mayoría de los otros energéticos, por razones económicas (precios) y ambientales, siendo el primero en reemplazar la leña y el bagazo, luego el carbón y, en tercer lugar, los derivados del petróleo.

La dificultad estriba, en primer lugar, en que existan suficientes reservas de gas para reemplazar al otro energético y luego, en cómo hacer llegar el gas natural a los lugares donde se consumen actualmente los recursos reemplazables.

Así, la primera pregunta que nos tenemos que hacer es cuáles países cuentan con las reservas suficientes de gas u otras energías para reemplazar a otros energéticos que pudieran ser competencia para Venezuela.

Desde Colombia hasta la Patagonia, la situación es la siguiente:

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el consumo de gas en Centro y Suramérica creció de 2,0 billones de pies cúbicos (trillion cubic feet en unidades inglesas-TCF) en 1990 a 3,8 TCF en 2003 (90%) comparado con un crecimiento del consumo de gas en los países industrializados (OCDE) de apenas 36% en el mismo período.

Por su parte, la Agencia Informativa del Departamento de Energía de Estados Unidos (EIA) proyecta que la demanda de gas en la región aumentará a 5,8 TCF para 2010 y a 8,1 TCF en 2020, siendo Brasil el mayor consumidor con 1,2 TCF.

El consumo total de energía en 2003 en quadrillones de Btu (QBtu) en Centro y Suramérica fue de 21,9 QBtu y pasará a 36,3 QBtu en 2020, un crecimiento de casi 66%.

En el cuadro 1 se muestran las cifras por fuente de energía de la región:

Cuadro 1

América Latina: fuentes de energía, en quadrillones de Btu (QBtu)

Fuente de energía	2003	2020
Petróleo	10,8	15,0
Gas natural	4,1	8,7
Carbón	0,8	1,4
Nuclear	0,2	0,3
Hidroelectricidad y otros	6,0	11,1
Total	21,9	36,3

Fuente: EIA, International Energy Outlook, 2007.

Es posible que para el año 2010 el gas natural supere al petróleo como tercer combustible predominante para generar electricidad en la región, aunque la energía

hidroeléctrica seguramente seguirá siendo la fuente dominante en los próximos 20 años, según la EIA. Veamos por separado la situación en cada uno de los países involucrados.

Brasil

El gigante del Sur tiene reservas de petróleo de 10,6 millardos de barriles (MMMB) y produjo 1,9 millones de barriles diarios de hidrocarburos líquidos en 2004. Sin embargo, tiene que importar petróleo y derivados de Argentina, África y el Medio Oriente principalmente, porque su consumo del hidrocarburo es de 2,2 MMMB. Recientemente Petrobras ha anunciado que ya puede autoabastecerse.

Un hecho que hay que destacar es la primacía mundial de Brasil en la producción de etanol proveniente de la caña de azúcar y la existencia de 2 plantas nucleares en funcionamiento y de una tercera en construcción.

Las reservas de gas de Brasil están en 8,8 TCF que alcanza los 33 TCF al incluir las reservas probables, con una producción de 1.102 MMPCD y un consumo de 1.954,4 MMPCD (2005); de allí la necesidad de importar, por razones geográficas, gas de Bolivia (hasta 1.060 MMPCD) y Argentina (100 MMPCD). El gas representaba en 2003 sólo 7,7% del consumo energético del país. El resto de la matriz energética de Brasil es petróleo 40,2%, hidráulica 14,6%, caña de azúcar 13,4%, leña 12,9%, carbón 6,5%, nuclear 1,8% y otros renovables 2,9%.

Vale acotar que en el vecino país los estados federales tienen el monopolio de la distribución de gas en sus territorios, y algunos han comenzado a privatizar este negocio. Además, Brasil tiene importantes reservas de gas no desarrolladas en el Amazonas (campo Urucú, al oeste de Manaus).

Recientemente Petrobras puso en operación un gasoducto de 346 Km. desde Urucú a Manaus, y de allí otro que llega hasta Coari, donde hay una planta de producción de gas licuado de petróleo. También se planifica construir un tercer gasoducto a Porto Velho, en 2007.

Otro dato es que Brasil importa de EEUU y Australia carbón para sus plantas siderúrgicas y usa producción propia para generación eléctrica. Estas situaciones deberán tomarse en cuenta para una futura exportación de gas licuado venezolano al norte brasileño.

En materia de generación eléctrica, el 87% de la energía del país procede de la hidroelectricidad, pero no es 100% confiable y 7,7% es de origen térmico.

Las autoridades brasileñas de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) informan que el país requerirá un volumen adicional de 424 MMPCD de gas natural, por lo que aceleran la explotación de su cuenca de Santos y la importación de gas natural licuado (GNL). Cabe mencionar que en Brasil se queman más de 350 MMPCD de gas natural

por falta de infraestructura. La industria y los vehículos cada vez más utilizan gas como combustible.

Resumiendo, Brasil requiere gas adicional y tiene un suplidor natural que es Bolivia, pero no quiere depender de un solo suplidor por tubería. Hoy entre 50% y 60% de su consumo es importado, sin embargo han planteado independizarse para el año 2012. Muchas organizaciones gubernamentales y privadas están trabajando para resolver la situación.

En cualquier propuesta en materia de gas para Brasil, además del gobierno y de Petrobras deben opinar algunas organizaciones por el lado institucional, en especial la ANP, la Asociación Brasileña de Distribuidores de Gas por Tubería (Abegas), la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH) y empresas del sector privado como British Gas, Shell, Repsol, la Transportadora Brasileña de Gas (TBG) y Transredes, entre otras, que ven como alternativa el gas de Bolivia para suplir la demanda de Brasil.

Técnicamente es factible que el gas de Venezuela llegue vía gasoducto a poblaciones en el norte de Brasil, pero no es económica ni ambientalmente realizable porque el precio sería enorme ya que no hay suficientes poblaciones ni usuarios para amortizar las inversiones requeridas en un tiempo razonable, sin contar los daños a la Amazonía que serían gigantescos. A las ciudades costeras de ese país podría llegar el gas venezolano a precios razonables por vía marítima en forma líquida (GNL).

Argentina

En los consumos de energía primaria en Argentina al gas le corresponde el 45%, le sigue el petróleo con 41%, la hidroelectricidad con 6%, la energía nuclear cubre el 2% (tiene dos plantas nucleares) y el restante 6% por carbón, leña, etc. Su generación eléctrica proviene en 52% de combustibles fósiles, 39% electricidad y 9% nuclear.

El otro gigante sureño, con reservas de 2,3 MMMB de petróleo, produjo 725 mil barriles diarios (MBD) de petróleo en 2005, disminuyendo desde 1998, y consumió 421 MBD también en 2005. Exportó 305 MBD, principalmente a Chile y al sur de Brasil.

El país cuenta con las terceras mayores reservas probadas de gas de Latinoamérica, 17,8 billones de pies cúbicos (TCF). La producción de gas se sitúa en 4.412 MMPCD, aumentando desde 2003, a la vez que el consumo también se incrementa (3.928 MMP-CD). De los vehículos, 65% funcionan con gas comprimido (GNV). De allí la necesidad de importar gas de Bolivia y de estar revisando sus contratos con Chile. A largo plazo se plantean situaciones difíciles para Argentina; por ejemplo, el sistema de transporte de gas del país está condenado a no ser suficiente para cubrir la demanda si no se hace la inversión necesaria.

Argentina ha salido de la crisis económica pero sigue habiendo grandes dudas acerca del sector del gas, sumido en su propia crisis desde 2004. El país pasó reciente-

mente por una crisis energética que causó la suspensión de sus envíos a Chile y Uruguay, a la vez que siguió importando gas de Bolivia. Voceros internos proponen que Argentina acelere el otorgamiento de licencias para explorar gas en el sur.

En Argentina hay una situación latente de desabastecimiento. No se visualiza la llegada de gas venezolano a Argentina vía gasoductos pero sí podría llegar en su forma de gas natural licuado (GNL).

Paraguay

Este país no tiene reservas de hidrocarburos y todos sus requerimientos de energía fósil tiene que importarlos mayormente de Argentina.

La oferta interna del país la conforman la hidroelectricidad en 60%, biomasa 26%, hidrocarburos 13,6% y los biocombustibles 0,4%. El consumo interno es 56% biomasa, 32% hidrocarburos, 11% electricidad y 1% biocombustibles. El consumo interno por uso es 36% en los sectores residencial y comercial, 32% industrial, 3% transporte y 2% otros usos.

Paraguay tiene la ventaja de ser un gran productor y exportador de hidroelectricidad (después de Brasil, Venezuela y Argentina) mientras consume unos 25 MBD de productos derivados del petróleo. Cualquier abastecimiento económico de gas a Paraguay sería desde Bolivia o Argentina vía gasoductos, por lo que se descarta que en el mediano plazo llegue gas venezolano en forma gaseosa. Podría arribar como líquido vía metaneros para no depender de un solo suplidor mayor.

Vale destacar que Paraguay pertenece al Grupo del Eje Interoceánico Central, formado por Brasil, Chile, Bolivia y Paraguay, patrocinado por la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA), que es un foro de diálogo entre las autoridades responsables de la infraestructura de transporte, energía y telecomunicaciones en los doce países suramericanos.

Uruguay

La matriz energética primaria de Uruguay está compuesta en 54% por petróleo y derivados, 19% biomasa, 18% hidroelectricidad, 6% electricidad importada y 3% gas natural. La generación eléctrica es 73% hidráulica, 17% electricidad importada y 10% combustibles fósiles.

En el corto plazo el país cuenta con gas de Argentina para sus necesidades industriales y comerciales, de donde importa unos 700 MMPCD. Es difícil que el gas venezolano llegue a Uruguay vía gasoducto en el mediano plazo. El gas venezolano sí pudiera llegar licuado a Montevideo, a un terminal de regasificación.

Colombia

Con modestas reservas de petróleo de 1.500 MMB en el 2005 y con reservas declinantes de gas de 4 TCF (7,5 TCF en 2001), Colombia produjo 549 MBD de petróleo y 658 MMPCD de gas en 2005. El país consumió 230 MBD de petróleo y 658 MMPCD de gas ese año.

Según el Ministerio de Energía y Minas la matriz energética está formada por 43,2% de crudo y derivados, 14,7 electricidad, 10,7% leña y bagazo, 9,1% gas natural, 7,3% carbón, 0,1% alcohol y 14,9% otros energéticos.

La oferta energética del país está formada por petróleo en un 38,8%, gas 25,1%, hidro 15,7%, leña y bagazo 10,7 y carbón mineral 7%. Mientras que la demanda es de 50,2% de crudos y derivados, 17,3% de electricidad, leña y bagazo 12,8%, gas 10,8% y alcohol 0,1%. La electricidad (13.348 MW) es de origen hidráulico en un 68%, 27% gas, y 5% carbón. El mercado de Colombia sería una gran oportunidad para recibir gas de Venezuela en el mediano plazo vía gasoducto.

Ecuador

Ecuador tiene reservas de petróleo muy limitadas que alcanzan 5.100 millones de barriles (2005) y produce 541 MBD (2005), de los cuales su mercado interno consume 148 MBD.

Las reservas y producción de gas son marginales; consume 194 MMPCD. Su matriz energética está formada por 86% hidrocarburos, 7% hidráulica y 7% productos "no comerciales". La electricidad es 48,8% de origen hidráulico, 28,7% diesel y fuel oil, 11,1 MCI, 6,8% importación y 4,5% gas. El consumo final se distribuye de la siguiente manera: 53% transporte, 21% sector industrial, 21% residencial, 4% servicios públicos y privados y 1% otros usos. El gas venezolano podría llegar por gasoducto al entrar en el sistema colombiano, que tendría que ampliarse para tal fin.

Perú

Con reservas de petróleo de sólo 1.100 MMB, Perú produjo 111 MBD y consumió 139 MBD en 2005. La demanda de petróleo es de 177,5 MBD, distribuida de la siguiente forma: 55% en destilados medios, 18% productos industriales, 15% gasolinas y 12% gas licuado de petróleo (GLP). Las reservas de gas son de 11,5 TCF y produjo 155 MMPCD en 2005. Tienen expectativas con las reservas de Camisea. Los requerimientos de diesel son de 60,0 MBD, mayormente para el sector transporte. En Perú se cocina en gran medida con leña y kerosén, y las calderas y hornos operan con fuel oil.

El país tiene planes de cambiar la matriz energética a gas y al uso de biocombustibles. En 2003 se aprobó una ley para promover la producción y el uso de biocombustibles.

Para que el gas venezolano llegue a Perú tendría que entrar primero en el sistema colombiano, que tendría que ampliarse para tal fin y pasar de allí a Ecuador.

Chile

La Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) informa que el país austral tendrá para 2015 reservas de gas de apenas 2,5 TCF para una demanda de 1.310 MMPCD, la cual sería cubierta con 88 MMPCD de producción nacional, 170 MMPCD importados por tubería y 399 MMPCD importados en forma líquida, por lo que resta un déficit de 653 MMPCD que debe ser cubierto de alguna manera.

La matriz energética para 2004 era 35,3% petróleo (99% importado), 24,3% gas (80% importado), hidráulica 17%, leña y otros 14% y carbón 9,3% (96% importado).

Chile genera en la actualidad 11.928 MW, de los cuales 29,2% con diesel, 28,3% con hidro, 17,9% con carbón, 11,1% importado, 8,1% con gas, 3,9 fuel oil, 1,4% con biomasa y 0,02% con eólica. Para 2015 se estima generar adicionalmente 5.833 MW, los cuales se obtendrán 2.277 con gas, 2.200 con carbón, 879 con hidro, 260 geotérmica, 125 diesel, 50 con eólica y 42 MW con biomasa. No se visualiza que el gas venezolano llegue a Chile.

Resumiendo, el gas venezolano como elemento integrador tiene dos escenarios: en primer lugar el Caribe, Colombia y Centroamérica, y en segundo lugar Suramérica (todos los países exceptuando Colombia). En el primer escenario no tiene competidores, y en el segundo caso tendría como principales competidores en la región en el mediano y largo plazo el gas de Bolivia y la hidroelectricidad de Paraguay y Brasil.

Bolivia

Hace uso del petróleo en 37%, biomasa 26%, gas 15%, GLP 12% y electricidad 10%. Es la esperanza en materia de gas para el Cono Sur. Sus reservas de gas son de 24 TCF, produciendo hoy 1.400 MMpcd. Exporta a Brasil, país con el que firmó un contrato take or pay para enviar 1.000 MMpcd durante 20 años a través de un gasoducto de 3.200 kilómetros. También exporta a Argentina desde 1972; hoy tiene contratos para entregarle hasta 250 MMpcd. Bolivia tiene planes para exportar GNL pero no hay definición si será por Perú o Chile. Su generación eléctrica es 67% con gas, siendo el resto hidroelectricidad. No se visualiza el gas de Venezuela abasteciendo a Bolivia.

Análisis de la situación en Venezuela

A continuación se presenta un análisis detallado de las posibilidades reales de que el gas venezolano actúe como elemento integrador en América Latina, a partir de sus principales fortalezas y debilidades.

Fortalezas

La principal fortaleza que tiene el país para utilizar el gas como elemento integrador es su tradición de productor de hidrocarburos (petróleo y gas) por casi 100 años, lo que le ha dado capacidades para desarrollar esa industria en toda su cadena de valor, desde la exploración hasta el comercio, así como para desarrollar el personal, las normas y la infraestructura necesarias para mover el gas (empresas de ingeniería y de bienes y servicios de calidad mundial).

Otra fortaleza son las expectativas de conseguir grandes reservas de gas, tanto en tierra como costa afuera. PDVSA estima que los prospectos de gas alcanzan los 196 TCF.

En materia de integración, Venezuela también tiene la ventaja institucional de pertenecer a los principales organismos regionales íntimamente relacionados con los procesos de integración energética, como son: la Organización Latino Americana de Energía (OLADE), la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI), la Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA) y el Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe (INTAL), entre otros.

Debilidades

1. Estructura de las reservas de gas de Venezuela.

Creemos que la principal debilidad del país para adelantar un proceso de integración utilizando el gas como bandera es la situación de sus reservas probadas. Antes de plantearse los posibles negocios que puede realizar el país con su gas natural, tanto el asociado como el no asociado al petróleo, exportándolo sea a través de gasoductos o en forma licuada (GNL) es necesario revisar la situación de las reservas probadas de que se dispone y hacerse la pregunta de si serán suficientes para satisfacer en el mediano y largo plazo las ingentes necesidades domésticas de la industria petrolera y petroquímica, así como de los sectores eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, industrial menor, comercial y residencial. Inclusive para procesos de industrialización profunda, partiendo de la premisa de que el gas asociado al petróleo no se debe utilizar para hacer negocios de exportación, porque se necesita para ser reinyectado en los yacimientos. En Venezuela, con la excepción de los esfuerzos realizados en el estado Guárico, no se había realizado actividad exploratoria para la búsqueda de gas no asociado o libre. Las modestas reservas de gas libre que aparecen en los libros oficiales fueron ubicadas buscando petróleo. Es después de la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en 1999 cuando fueron licitadas algunas áreas para explorar gas libre (Yucal-Placer, Barrancas, San Carlos, Ambrosio, Plataforma Deltana y eventualmente al norte del estado Sucre). Es por ello que las reservas probadas de gas son mayormente de gas

asociado al petróleo, y en la actualidad no son suficientes para cubrir los requerimientos nacionales, así que menos para exportarlo.

La principal restricción técnica que tiene el gas venezolano es la composición de las reservas probadas. Antes de que el país se aboque a realizar cualquier estudio técnico-económico-ambiental-geopolítico, ya sea para exportar el gas en forma líquida o por tubería, para lanzar una propuesta de integración utilizando el gas natural –como es el caso de llevar gas venezolano a otros países (con lo que sería necesario firmar contratos de entrega de por lo menos 20 años)– tendrían que desarrollarse las expectativas de gas y proceder a validarlas y certificarlas, junto con las reservas probadas actuales.

Considerando que es condición sine qua non disponer de las reservas de gas suficientes para exportarlo, se hace necesario hacer un análisis detallado de la situación de las mismas.

En primer lugar valga decir que las reservas de gas asociado al petróleo se utilizan mayormente en las operaciones de producción y refinación y el remanente va al mercado interno. Con respecto a este gas asociado al petróleo, es importante destacar que los crudos que contienen mayor cantidad de gas asociado por barril son los condensados, seguidos de los livianos y en último lugar los medianos. De este tipo de crudos el país tiene menos reservas remanentes de petróleo y necesitan más gas para producirse. Los crudos pesados y extrapesados de los yacimientos tradicionales y de los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco contienen muy poco gas asociado, y de estos crudos son la mayoría de las reservas remanentes de petróleo y necesitan gas para producirlas.

Estas reservas de petróleo son frecuentemente revisadas y sus resultados afectan las reservas de gas. El Ministerio de Energía y Petróleo informó que las reservas de gas en 1975 eran del orden de 41,5 billones de pies cúbicos (TCF), en 1989 de 105,7 TCF y en 2004 de 151,5 TCF. Los cambios impresionan pero no están validados ni certificados.

La producción anual de gas en el año 2004 (PODE 2004) fue de 2,41 TCF (6.608 MMPCD). De ese volumen producido, 43% se devolvió al subsuelo, con el propósito de mantener la presión de los yacimientos. Esos volúmenes de gas que se devuelven a los yacimientos son contabilizados como reservas remanentes, que los técnicos dicen que serían recuperables en el momento de “desinflar” esos yacimientos, es decir, de producir la capa secundaria de gas formada con tal inyección, hecho que no ha sido demostrado todavía en su totalidad.

Las reservas de gas deben estar asociadas a su utilización, sin embargo es conocido que un porcentaje importante del gas producido no es usado. Por ejemplo en el año 2004 el PODE informa que de una producción de 6.608 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) se arrojó el 8,0%, es decir 526 MMPCD, equivalentes a 84.047 barriles diarios de petróleo.

Resumiendo, las reservas de gas deben ser validadas y certificadas, ya que hoy no son suficientes para satisfacer los requerimientos de la propia PDVSA ni del mercado interno venezolano, mucho menos para exportar. En el Plan de PDVSA las “expectativas” de reservas de gas no asociado son de 98 billones de pies cúbicos (sólo eso: expectativas).

Una observación final. Acorde con las cifras de producción de gas que presentó PDVSA en su reciente Plan Estratégico 2006-2012, la producción total de gas natural para el año 2012 sería de apenas 11.500 MMPCD, un incremento de sólo 5.200 MMP-CD con respecto a la cifra de 2005, para tratar de cubrir el déficit existente en el mercado interno, los proyectos de inyección de gas a los yacimientos, los nuevos proyectos petroquímicos y nuevos requerimientos de PDVSA. Tendrían que cambiarse los planes para incluir la producción de varios MMPCD para exportar.

2. Importancia del gas en el mercado interno nacional.

El gas natural es predominante en la matriz energética del país. Éste se utiliza en un 73% en la industria petrolera y 27% en el mercado interno (27% para generación eléctrica, 28% en el sector siderúrgico y aluminio, 21% en petroquímica, 5% en uso comercial y residencial, 5% en la industria del cemento y 14% en otros usos). De allí que sea indispensable contar con suficiente gas asociado y libre para satisfacer los requerimientos del mercado interno antes de asignar volúmenes para la exportación.

3. Restricciones legales y políticas.

Venezuela tiene en su actual política energética una serie de restricciones y debilidades de naturaleza legal y política para convertir el gas en motor del desarrollo nacional y de la integración en América del Sur. A continuación se analizan los componentes de cada una de estas restricciones.

La legislación vigente y las licencias que se han otorgado para producir gas establecen que primero debe ser abastecido el mercado interno. Políticamente este abastecimiento se dificulta ya que el Estado está promoviendo y financiando las figuras de Cooperativas y Empresas de Producción Social para llevar adelante la construcción de redes locales de distribución de gas, instituciones que no tienen la experiencia ni los recursos técnicos para acometer programas masivos de gasificación de las ciudades y poblaciones menores. Si no se abastece el mercado interno no se puede exportar. Esta es una restricción insalvable para cualquier plan de exportación.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) permitía realizar todas las actividades en materia de gas, sin la participación del Estado; posteriormente se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2001) en la cual el Estado debe tener participación en todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos (petróleo) y el gas asociado al petróleo. Esta situación se hacía incómoda de manejar. Por ello las figuras de Asociación que se crearon con la derogada Ley de Nacionalización, como los conve-

nios operativos y las asociaciones estratégicas, fueron sustituidas por empresas mixtas (2006), donde el Estado se reservó por lo menos el 60% de todo el negocio.

En 2006 le fue aprobada al presidente Chávez una Ley Habilitante que incluía la potestad de legislar en materia de hidrocarburos. Voceros gubernamentales y el mismo presidente han anunciado que se cambiará el régimen legal que rige la industria del gas para acoplarlo a la Ley de Hidrocarburos; esto significa que las licencias otorgadas a partir de 2001 para el desarrollo de gas no asociado, con la que se crearon empresas 100% privadas, serán canceladas para convertirlas en empresas mixtas, donde el Estado tendrá por lo menos 60% de participación. Este cambio de política dificulta cualquier plan de exportación de gas.

4. Restricciones ambientales.

Se pudiera decir que hay restricciones ambientales siempre que se realizan operaciones por la búsqueda y explotación de hidrocarburos en el mar y en el delta de grandes ríos, como es el caso de Venezuela; sin embargo hasta la fecha las empresas que están operando en esas áreas, tanto PDVSA como las transnacionales, cumplen con todas las disposiciones ambientales establecidas en la legislación venezolana y siguen las prácticas internacionales sobre la materia.

Actualmente existen algunas restricciones tanto para construir plantas de procesamiento y licuefacción (así como los terminales para buques metaneros) como para la construcción de gasoductos y poliductos para transportar el gas metano y los otros componentes del gas natural hacia el mercado interno venezolano.

Las zonas costeras donde se tiene planificado construir las grandes infraestructuras de procesamiento, como la población de Güiría en el estado Sucre, así como las vías que se han visualizado para mover los productos hacia el interior del país, son muy sensibles desde el punto de vista ambiental. Lo anterior no significa que no se pueden construir, sino que para hacerlo se requerirían inversiones mucho mayores respecto a las necesarias si se tratara de áreas tradicionales.

Los aspectos ambientales hacen que, después que los proyectos cumplen con los aspectos técnico-económicos anteriores, pasen luego años antes de materializarse.

Oportunidades

¿Es posible el descubrimiento de reservas de gas libre?

Venezuela tiene excelentes expectativas de tener gas libre en las áreas costa afuera y en tierra. Los Planes de PDVSA hablan de reservas posibles de gas no asociado de 98 billones de pies cúbicos (TCF), 50% de las cuales están en el mar. Para convertir estos recursos en reservas sería necesario:

- a. Desarrollar un acelerado plan de exploración y explotación, el cual definitivamente debe ser llevado adelante con el apoyo firme de empresas internacionales con experiencia en exploración y explotación de gas libre.
- b. Es necesario acelerar el otorgamiento de licencias. Desde la aprobación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) el proceso de otorgamiento de licencias para la exploración y explotación de gas ha sido muy modesto y lento. A la fecha sólo se han otorgado cinco licencias en tierra y once costa afuera.
- c. Resolver la materia de precios en el mercado interno, ya que las licencias son condicionadas a satisfacer primeramente el mercado interno. Con los precios actuales no se puede producir económicamente gas costa afuera ni en tierra.

Cosas por definir

Hay una serie de aspectos por definir antes de proponerse acometer alguna propuesta de usar el gas como elemento integrador, entre ellas:

1. Precios del gas y las tarifas de transporte y distribución.

Los precios del gas en los centros de despacho y las tarifas de transporte y distribución desincentivan la explotación y el desarrollo de la industria del gas en el país. Tiene que definirse todo lo relacionado con el precio del gas a boca de pozo en Venezuela.

2. Evaluaciones económicas.

Con relación a lo económico, hay que hacer el análisis correspondiente para determinar cuál sería la forma más económica para que el gas venezolano salga de sus fronteras hasta los puntos de consumo en la región, ya sea por tubería o por buques. Las economías del GNL se hacen cada vez más atractivas. Los costos de regasificación también han disminuido. Un gasoducto internacional generalmente tendrá que cruzar varios países y fronteras, con eventuales situaciones políticas inestables y largos y tediosos requerimientos para obtener los derechos de paso.

3. Actitud de los potenciales compradores.

Cualquier gran consumidor final de un país hoy por hoy, sea una planta petroquímica, una planta eléctrica o inclusive una provincia, gobernación o municipio, no desea depender energéticamente de otro país. Ésta es la más importante debilidad de los proyectos de gasoductos internacionales. Los grandes consumidores particulares de países como Brasil y Argentina han planteado que no deben depender del gas, vía gasoducto, de países como Bolivia o Venezuela. De allí que estén evaluando el suministro de gas licuado, vía marítima, para recibir ese combustible desde países africanos o desde Australia, Indonesia o Malasia, incluso, como lo están planificando Chile y Brasil.

4. Posibles escenarios.

Un primer escenario debería contemplar una sincera apertura, con participación minoritaria del Estado, para que el sector privado impulse el desarrollo de la industria

del gas en todas sus fases, y con ello desarrollar la capacidad plena del gas venezolano para que eventualmente pueda llegar a otros países. En este escenario sería el empresario privado quien evaluaría la factibilidad de exportar el gas en cualquiera de sus formas mientras que la participación del Estado se limitaría a preparar las políticas públicas de Estado (precios internacionales, masivas licencias y permisos expeditos) que promuevan el desarrollo pleno de la industria del gas en el país y su exportación por gasoducto a Colombia y por metaneros a Brasil, Argentina y Uruguay. En la situación política actual este escenario es poco probable.

Un segundo escenario comprende que el Estado continúe tratando de hacer todo en materia de gas, en especial en el mercado interno y en el desarrollo de las expectativas de reservas, la construcción y operación de los gasoductos y en el procesamiento del gas libre, para licuarlo y eventualmente exportarlo. Este escenario parte de la premisa de que el Estado tenga el know-how y el músculo financiero para llevar adelante esos proyectos. Aquí las relaciones técnicas y económicas de integración son entre Estados, sin participación de la empresa privada. Este escenario es contradictorio, porque los países candidatos para la integración, en especial los sureños, tienen una empresa privada sólida y división de poderes por lo que la decisión final no es del gobernante de turno.

Un tercer escenario sería crear un ambiente de colaboración entre el sector privado y el Estado para llevar adelante los planes del gobierno en materia de gas, en especial para fines de exportación. En este escenario, la participación del Estado se orientaría primeramente a preparar las políticas públicas de Estado (precios internacionales, masivas licencias y permisos expeditos) que permitan que el sector privado desarrolle plenamente la industria del gas en el país y su exportación. Le dejaría al sector privado manejar los negocios, limitándose a tener una participación accionaria minoritaria.

En la situación política actual este escenario es poco probable.

Conclusiones

La situación política del momento dificulta que el gas venezolano tenga la oportunidad de ser utilizado como elemento integrador; sin embargo, Venezuela tiene una excelente oportunidad de convertirse en abastecedor de gas de varios países del hemisferio, ya sea por tubería o en forma de GNL, pero es necesario instrumentar las políticas públicas de Estado necesarias para definir el mejor uso del gas en el país, promover el desarrollo acelerado del sector, explorar y desarrollar las expectativas de gas costa afuera y en tierra, validar y certificar sus reservas de gas asociado y no asociado, todo con una importante participación del sector privado nacional e internacional.

1. Venezuela está en la oportunidad de usar, con muy pocos cambios, el marco regulatorio vigente. Ello permitirá impulsar la aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, así como su Reglamento, en especial en todo lo relacionado con las Licencias para exploración y explotación por gas libre.
2. En el año 2006 Venezuela se retiró de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), del Grupo de los Tres, y su entrada al MERCOSUR no está asegurada lo que podría traducirse en pérdida de oportunidades para los procesos de integración.
3. El gas venezolano tiene oportunidad de participar en los planes energéticos de varios países latinoamericanos.

Recomendaciones de política energética para Venezuela en materia de gas (Mitigando las restricciones y aprovechando oportunidades)

La elaboración de cualquier propuesta de integración en materia de gas (asumiendo, claro está, que en ningún caso puede ser una decisión unilateral de Venezuela) debe considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- Distinguir entre países similares en historia y requerimientos energéticos, y países completamente diferentes en su matriz energética.
- Analizar las políticas de los gobiernos de cada país en materia energética.
- Evaluar el proceso de integración en la geopolítica hemisférica de los gobiernos.
- Examinar los antecedentes comerciales y de negocios en materia energética, en especial de gas.
- Evaluar las características económicas de los respectivos países en relación a la energía. Políticas de financiamiento para el sector, así como la política en materia de precios y tarifas (¿quién paga qué?).
- Las estructuras sociales de los diferentes países, en especial su educación en el uso de las variadas formas de energía, ayudarán a valorar las posibilidades reales de hacer propuestas de integración en materia de gas.
- Por supuesto que el análisis de la matriz energética de cada país será clave para hacer propuestas en materia de gas como energético sustitutivo de alguno de los componentes de esas matrices. Las preguntas ¿qué recursos tiene quién? y ¿quién consume qué? deben ser muy bien respondidas. Hay que preparar tablas de importaciones y exportaciones de cada energía, así como la matriz de consumo por sector poblacional, destacando las reservas de los energéticos que tiene cada país, potencialmente receptor del gas venezolano.

Adicionalmente, será necesario estudiar la factibilidad de la integración en materia de gas con respecto a las otras integraciones que efectivamente existan o estén en

proceso de existir. Será necesario revisar los conflictos y las coincidencias. Y preguntarse: ¿habrá aduanas energéticas?

Un hecho que también se debe tomar en cuenta es la precaria estabilidad democrática en algunos países, así como la existencia de instituciones sin legalidad de algunos países, incapaces de hacer compromisos a largo plazo como los que requiere la industria del gas.

Seguramente estas situaciones y las excepciones que se pretendan introducir dificultarán las integraciones.

Otro hecho a evaluar será establecer con exactitud cuáles entes u organismos regulatorios van a dirigir y monitorear el proceso de integración, así como con qué tecnologías de información se trabajará y cómo se tratarán los problemas de deterioro ambiental: ¿quién pagará?

Finalmente, los hacedores de políticas energéticas, económicas y de relaciones exteriores tendrán que hacerse la gran pregunta: ¿Hay realmente deseos de integración? Sin embargo, antes de decidir la viabilidad de la exportación de gas desde Venezuela para un proceso de integración se necesita de la elaboración de políticas públicas de Estado en materia energética que trasciendan los gobiernos de turno. Esas políticas deberán incluir asuntos tan importantes como:

- Sobre el uso del gas en las operaciones de la industria petrolera, en especial para la inyección de los yacimientos, para el levantamiento artificial por gas "gaslift", para la generación de vapor y como combustible. Hoy la industria petrolera consume 4.816 MMPCD, el 72,9% del gas producido en el país (6.608 MMPCD) y está en déficit. El gas usado para la producción de petróleo y gas podría ser reemplazado por agua, dióxido de carbono o nitrógeno para recuperación secundaria; por bombas electrosumergibles en las operaciones de "gaslift"; por Orimulsión para la generación de vapor, etc.
- Matriz energética deseable para el mercado interno. Aunque hoy el gas representa el 42% de los consumos primarios de energía, todavía el consumo de líquidos derivados del petróleo y el gas es alto (26%) y gran parte podría ser reemplazado por gas y por otras fuentes de energía, en especial los biocombustibles y la energía solar; inclusive por Orimulsión.
- Precios y tarifas para los diferentes energéticos. Es sabido que los precios de la gasolina, el fuel, el diesel, la electricidad y el GLP son los más bajos de la región. Ello hace que se le dé mal uso a todos ellos en el país.
- Política de subsidios para productores y consumidores. Es necesario que esas políticas vayan directamente a los que realmente necesiten el subsidio, y no a toda la población como ocurre hoy.

- Formas de exportación de energía. Aquí inevitablemente surgirá la discusión sobre si realmente el gas es el energético ideal para efectos de integración. Si el gas se va a usar primeramente para la generación eléctrica, ¿por qué no pensar en la Orimulsión, ya sea generando la electricidad en el país con este hidrocarburo, o exportándolo para que la electricidad sea generada en el país que la requiera?
- Rol de la hidroelectricidad. Hoy Venezuela exporta electricidad a Colombia y Brasil. En un proceso de integración energética, usando el gas como bandera, esto tiene que ser considerado por algunas economías.
- Forma de participación en la interconexión energética de Suramérica. Como se ha analizado, son varias las formas de participación.
- Proyectos de exportación y la seguridad del país. Siempre habrá que considerar el abastecimiento del mercado interno nacional, antes de firmar cualquier contrato de suministro a largo plazo, independientemente del energético que sea.
- La Orimulsión ¿alternativa energética? Es indudable que habría que evaluar la factibilidad de usar este hidrocarburo, tanto en el mercado interno como para la exportación. Sin dudas tendrá efecto en el cambio de la matriz energética primaria de Venezuela. Sin embargo, tendrá que evaluarse el impacto ecológico del desarrollo de los crudos de la Faja del Orinoco.
- Las medidas que tendrán que tomarse para el necesario desarrollo acelerado de los recursos contingentes de gas (Expectativas de desarrollo de reservas) costa afuera.
- La necesidad de fortalecer capacidades humanas en toda la cadena de valor del recurso "Gas".
- Alternativas para el transporte de gas: ¿son los gasoductos la mejor alternativa para transportar gas a grandes distancias? (vg. Centro-Sur de Brasil, Guayanas, Uruguay, Paraguay, Argentina, Centroamérica y el Caribe).
- Propuestas para avanzar hacia un marco regulatorio regional para el gas. Parecería necesario revisar y actualizar las decisiones que se tomaron en 1998 en la III Reunión de Ministros de Energía, conocida como Declaración de Caracas.

Terminamos con un editorial titulado "Retórica Energética", aparecido en el diario El Mercurio de Chile el 19 de abril 2007, con relación a la Cumbre Energética realizada en Margarita, donde se resumió muy bien la situación en materia de integración. Allí se escribió: "(...) La integración energética es una oportunidad y una necesidad urgente para los países de la región. Pero la desconfianza, los ideologismos y estatismos y la falta de seguridad jurídica son obstáculos formidables para este cometido".

Bibliografía

- ALBA-Alternativa Bolivariana para América Latina y El Caribe (2007) V Cumbre del ALBA. Tratado Energético del ALBA.
- ALCA-Asociación de Libre Comercio de las Américas (ALCA). Portal electrónico: <http://www.ftaa-alca.org/alca.s.asp>.
- Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL):<http://portal.arpel.org/wps/portal/.scr/Loging/>.
- Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI): <http://www.aladi.org/nsfaladi/sitio.nsf/portal2004>.
- BP-Statistical Review of World Energy (2007). Portal electrónico.
- CAN-Comunidad Andina de Naciones. Portal electrónico: <http://www.comunidadanadina.org/quienes.htm>.
- Comisión Nacional de Energía de Chile (2006) Estadísticas y proyectos.
- Diccionario de Historia de Venezuela (1997) "Congreso Anfictiónico o Congreso de Panamá (1826)". Fundación Polar, 2a Edición. Caracas. Portal electrónico: www.polar.org.ve/nosotros/historia/panama.html.
- EIA-Energy Information Administration (2007) International Energy Outlook, 2007.
- González C., Diego J. (2006) Sobre las Reservas de Gas de Venezuela, XVII Convención Internacional de Gas, Caracas.
- González C., Diego J. (2005-2006) "Perspectivas para el gas a nivel regional", en *PetróleoYV*, año 7, nº 20, Caracas.
- González C., Diego J. (2007) "Reformas de las leyes", en *PetróleoYV*, año 8, nº 27, Caracas.
- IIRSA-Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (2007) Portal electrónico.
- Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe (INTAL). Varios documentos.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) Caracas.
- MERCOSUR-Mercado Común del Sur (2007) Portal electrónico: www.mercosur.int/msweb/.
- Ministerio de Industria y Comercio de Paraguay (2006) Estadísticas de Paraguay.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) Estadísticas y proyectos.
- PDVSA-Petróleos de Venezuela, S.A. (2005) Plan Siembra Petrolera, Caracas.
- PODE-Petróleo y Otros Datos Estadísticos (2004) Organizaciones de energía y comerciales asociadas, Caracas.
- Tercera Reunión Hemisférica de Ministros de Energía (1998) Declaración de Caracas.

Chile es uno de los países menos favorecidos en términos de recursos energéticos en América Latina de donde se podría concluir que semejante carencia habría empujado al país a una política de integración vecinal y regional en la materia. Sin embargo, no es así. Por el contrario, las experiencias negativas en el abastecimiento de insumos energéticos han llevado a su gobierno a la búsqueda de soluciones que le garanticen la mayor autonomía.

Las autoridades chilenas estiman que Argentina incumplió los acuerdos de provisión de gas. Bolivia ha condicionado sus ventas gasíferas a la obtención de una salida soberana al Océano Pacífico. Perú, en tanto, evalúa aún su potencial exportador.

Las repercusiones económicas y medioambientales ocasionadas por la escasez energética han impulsado la adopción del gas natural licuado importado desde diversos países extra regionales. En todo caso, Chile sigue con atención las diversas iniciativas que le permitan obtener insumos del entorno vecinal o regional.

El panorama energético chileno en 2007

Chile vivió el año 2007 al filo de la navaja en materia de abastecimiento energético. Los pronósticos anuncian todavía dos años de gran incertidumbre. Santiago, la capital, estuvo en varias oportunidades al borde de quedar sin el gas natural proveniente de Argentina. En dos ocasiones, por períodos de 24 horas, el gasoducto entre los dos países no recibió inyección de gas alguna. Un invierno especialmente crudo, en el que incluso Buenos Aires tuvo una insólita nevada, determinó un consumo mayor y en ambas capitales se experimentó una drástica escasez. Para los chilenos la llegada del gas se redujo al consumo domiciliario. Las plantas termoeléctricas y las industrias debieron recurrir a la quema de petróleo diesel.

La importancia decisiva del combustible argentino para Chile queda de manifiesto al considerar la composición de su matriz energética. En la generación eléctrica chilena se aprecia un cambio radical en el curso de 2007 pues al comienzo de ese año el gas representaba 15% del combustible destinado a las centrales termoeléctricas en tanto que el diesel alcanzaba el 2% pero en junio la participación del gas era nula

mientras que el diesel alcanzaba a 38%. La virtual desaparición del gas trajo consigo consecuencias graves en lo económico y nefastas para el medio ambiente.

Impacto económico

En primer lugar la factura energética aumentó de manera significativa. En la gran minería, donde los precios han subido en un promedio de 50%, se recurre cada más al carbón. La más tocada por los incrementos es la minería del cobre que utiliza técnicas de electro obtención del mineral. Estos procesos absorben alta cantidad de energía eléctrica y fueron estimulados por la llegada del gas natural que permitió una baja de los precios del fluido eléctrico.

El Sistema eléctrico chileno está integrado por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) muestra un cuadro muy diferente porque, dada la sequía de la región, prácticamente toda su energía es térmica: 99% de los 3.620 MW son generados en plantas termoeléctricas. El SING abastece la zona norte del país, desde Arica hasta la localidad de Coloso. La capacidad instalada alcanza 3.596 MW.

El Sistema Eléctrico de Aysén, ubicado en la zona sur, cuenta con una potencia de 33 MW. Esta zona tiene gran potencial de producción hidroeléctrica puesto que la construcción de cuatro embalses con sus respectivas centrales podría producir más de 2.400 MW, incrementando así en casi un cuarto la capacidad productiva actual del país. Una de las dificultades para estos proyectos son las largas líneas de transmisión necesarias para llegar a los grandes centros consumidores.

Las ciudades ubicadas en la zona de Magallanes, localizada al extremo más austral del país, son abastecidas por generación térmica que utiliza gas natural en el Sistema Eléctrico de Magallanes cuya potencia total alcanza a 65 MW.

En el Servicio Interconectado del Norte Grande (SING), la red donde se encuentra el grueso de la gran minería cuprífera, desde finales de la década de los noventa el precio bajó en un tercio con relación a su costo en 1985. El beneficio fue más modesto aunque significativo para el Servicio Interconectado Central (SIC), que abastece la zona central, donde la disminución fue de 10%¹.

1. El Sistema Interconectado Central (SIC) obtiene la mayor parte de la electricidad, casi 60%, de centrales hidroeléctricas. El SIC abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. La potencia alcanzaba en mayo de 2006 8297 MW. Más de 90% de la población del país se abastece desde este sistema eléctrico.

Hay quienes estiman que la bonanza de comienzos de siglo en cuanto a la abundancia de gas barato ha probado, en definitiva, ser un presente griego porque si bien tuvo beneficios inmediatos, a la larga desincentivó el desarrollo de otras fuentes energéticas.

En lo que toca a los usuarios industriales de la zona central el gobierno ha dispuesto facilidades para la adquisición de generadores diesel de mediana capacidad para paliar los períodos críticos. Ello con miras al año 2008 y por lo menos hasta mediados de 2009, un período considerado crítico.

También para los usuarios residenciales las facturas muestran incrementos que tan solo en 2007 podrían superar el 10% con relación al año anterior. Marcelo Tokman, ministro de Energía, ha prometido que los santiaguinos pueden contar con sus cocinas y duchas calientes pues habrá, bajo toda circunstancia, abastecimiento domiciliario. La capital cuenta con dos centrales de propano aire y se construye una tercera para asegurar que en las casas no falte el combustible.

Impacto medioambiental

El segundo impacto fue el medioambiental pues la introducción del petróleo diesel, en reemplazo del gas natural, aumentó en forma significativa las emisiones de gases en la saturada cuenca santiaguina.

La ciudad de Santiago se encuentra entre 400m y 700m sobre el nivel del mar, encerrada en un valle entre los Andes y la Cordillera de la Costa, cerrada por el sur por los cerros de Angostura y por el norte por los cerros de Chacabuco, elevaciones que superan los mil metros, y taponada por los fenómenos de inversión térmica. En invierno soplan vientos tenues que no pasan de los 3 m/s por lo que, por su posición geográfica, vive repetidos episodios de alerta ambiental y situaciones calificadas como de preemergencias.

La clasificación chilena de incidentes de contaminación atmosférica considera tres niveles:

Alerta ambiental: implica que 40% del parque vehicular no catalítico queda fuera de circulación desde las 7:30 y las 21:30 horas.

Pre-emergencia: implica restricción vehicular para 20% de los vehículos con sello verde o catalíticos. La restricción para los no catalíticos afecta a la mitad de este parque. Además, 516 fuentes fijas (industrias, calderas, etc.) deben dejar de funcionar y están prohibidas todas las quemas agrícolas en el área metropolitana.

Emergencia: el estado de emergencia ambiental implica que dejen de circular cerca de 320.000 del millón de vehículos que transitan por la capital. La medida también obliga a la paralización de 414 industrias.

En Santiago vive casi un tercio de los 16 millones de habitantes del país. La Región Metropolitana es responsable del 41,5% del producto interno bruto (PIB) pero su vitalidad económica la coloca entre una de las ciudades más contaminadas del mundo, con un índice promedio de 178,9 miligramos de partículas en suspensión por cada cm³ de aire, según un informe de la Organización Mundial de la Salud (OMS). En América Latina se sitúa después de Ciudad de México y São Paulo. Si bien la ubicación geográfica es importante, la razón primaria de la saturación de gases es la cantidad y el tipo de combustibles utilizados. Por lo tanto la habitabilidad y el bienestar de la capital dependen en alto grado del tipo de energía utilizada (cuadros 1 y 2).

Cuadro 1

Santiago: índices de calidad del aire por Material Particulado Respirable (ICAP)

ICAP	Categoría ICAP	PM10 ug/m ³ (24 hrs.)	Nivel	Episodio
0-100 Bueno	0	0	0	-
101-200 Regular	100	150	0	-
201-300 Malo	200	195	1	Alerta
301-400 Crítico	300	240	2	Pre-emergencia
401-500 Peligrosos	400	285	2	Pre-emergencia
>501 Excede	400	330	3	Emergencia

Fuente: Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), La marcha de la contaminación en Santiago.

Cuadro 2

Episodios de alerta ambiental y situaciones calificadas como preemergencias y emergencias

	Alerta	Pre-emergencia	Emergencia	Total
1998	41	19	1	61
1999	23	12	1	36
2000	26	10	0	36
2001	14	6	0	20
2002	17	7	0	24
2003	21	4	0	25
2004	9	2	0	11
2005	4	2	0	6
2006	14	3	0	17
2007	22	6	0	28

Fuente: Centro Nacional del Medio Ambiente (CENMA) de la Universidad de Chile.

En el afán por reducir las emisiones de fuentes móviles el gobierno diseñó un nuevo plan de transportes para Santiago, denominado Transantiago, destinado a reducir a la mitad la cantidad de buses y micros que sirven la ciudad reforzando la utilización del metro. El plan encontró enormes dificultades de aplicación y, debido a su inoperancia, aumentó el número de automóviles particulares con la consiguiente congestión y emisiones de gases.

Dadas las tasas de aumento del consumo eléctrico Chile deberá casi doblar su producción en los próximos quince años por lo que deberá incrementar la oferta en unos diez mil megavatios (MW) sobre la base de una proyección de 7% de aumento anual de la demanda. Esta es una de las pocas certezas: la demanda aumenta y lo hace en índices superiores al crecimiento económico, a razón de un promedio de 2% por encima del PIB. Como se verá más adelante existe capacidad para aumentar la producción hidroeléctrica en el orden de los cinco mil MW en tanto que los restantes cinco mil se pueden obtener del GNL, el carbón y diversas fuentes alternativas no convencionales.

La contradicción planteada entre la expansión de la producción eléctrica y el medio ambiente es un tema clave. El país ya vivió una confrontación con la construcción de las represas de Pangue y Ralco en el cauce del Bío-Bío. Allí chocaron los intereses de la población indígena por proteger sus tierras con las necesidades de las empresas eléctricas por anegarlas, situación que también afectó a los pescadores del vasto Golfo de Arauco que temían por el impacto que sobre la pesca causarían los cambios de sedimentación del río. La última gran represa construida en Chile, la de Ralco, dio lugar a una larga y amarga batalla entre el mundo indígena y ecologista frente a la empresa eléctrica Endesa. Finalmente la compañía, con el total respaldo del gobierno del presidente Eduardo Frei, impuso sus criterios sobre los indígenas que recibieron indemnizaciones por ser desplazados de sus tierras. Los "verdes", por intermedio del abogado José Aylwin, señalaron su amargura: "Para los que hemos seguido a través del tiempo el conflicto generado por Ralco, central que cubrirá un total de 3 mil 500 hectáreas y que implicará la relocalización de 675 personas, 500 de las cuales son pehuenches, este acuerdo que estaría poniendo fin al conflicto ambiental y cultural más emblemático del país en los últimos años resulta sorprendente... ha resultado en una violación manifiesta de los derechos de los pueblos indígenas del país" (Baquedano, 2004; esta obra es un importante esfuerzo por reseñar los conflictos ambientales chilenos y en particular las fricciones en el campo energético).

En Chile ciertos grupos industriales, y en especial los vinculados al sector energético, han argumentado –como suele suceder en muchas de las llamadas economías en transición– que el país debe sacrificar algunas consideraciones medioambientales para lograr su progreso económico. A fin de cuentas, a un país que tiene un ingreso per capita del orden de los seis mil dólares –la cifra oscila según los precios de la materias

primas de exportación— no se le puede pedir lo mismo que a uno que lo quintuplica en ingreso por habitante. Sin embargo, resulta que Chile exporta mucha de su fruta, vinos y salmones precisamente al mundo de altos ingresos que es muy sensible a la protección del medio ambiente. De allí que la imagen país, en cuanto a sus políticas medioambientales, puede verse perjudicada por conflictos en este campo.

El tema de la huella ambiental de ciertos productos, entendida como las emisiones de gases o el empleo de elementos tóxicos del tipo de herbicidas en la fruta o antibióticos en los salmones ya es considerado en las agendas ambientales de organizaciones europeas en relación con ciertas exportaciones chilenas y, por cierto, de otros países. En Chile el debate entre exportadores de frutas y generadores de electricidad se ha dado en relación con los efectos de plantas termoeléctricas. Los salmoneros, por su parte, han expresado su oposición a la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas que alteren el curso de ríos.

Las políticas energéticas del Estado chileno

Chile es un país con escasos recursos energéticos convencionales, casi no tiene combustibles fósiles y por ello importa 97% del petróleo, 78% del gas y 84% del carbón. Ello con el agravante de que cerca de tres cuartos de la matriz energética corresponde a estos elementos lo que hace que la dependencia de los altos y bajos de los mercados internacionales sea abrumadora. Vale tener presente que el petróleo ha triplicado sus precios en años recientes en tanto que el carbón los ha duplicado. En una situación de creciente demanda petrolera y gasífera bastan sobresaltos menores —como incidentes políticos en el Medio Oriente, donde se encuentran 60% de las reservas de crudo— para disparar los precios. Ello sin hablar de los cambios climáticos en Argentina. Allí los veranos cálidos aumentan el consumo eléctrico de los aparatos de aire acondicionado y los fríos inviernos activan los sistemas de calefacción. Todo redundando en un mayor consumo de gas para las centrales termoeléctricas y como la caridad comienza por casa, Buenos Aires reduce las exportaciones de gas al otro lado de los Andes.

Como en otras esferas, el Estado chileno carece de estrategias sectoriales explícitas diseñadas por las autoridades. La postura dominante desde el régimen militar (1973-1990) y continuada, en gran medida, por los cuatro sucesivos gobiernos de la Concertación, la coalición de partidos de centro izquierda, ha consistido en que la mejor política es la ausencia de una política. En rigor, política hay, salvo que ella consiste en lineamientos generales antes que en metas. Los pilares de la conducción en todo el horizonte político son una combinación de inercia y mercado donde el Estado interviene lo menos posible limitándose a fijar las reglas del juego o, como prefieren decir los agentes económicos, estableciendo el marco jurídico regulatorio.

En las palabras de Jorge Rodríguez Grossi, para el momento ministro de Minería y Energía: “La política energética chilena ha consistido, desde hace tres décadas, en dejar que el mercado opere dentro de determinadas reglas que buscan abastecimiento a costo mínimo y con cierto grado de seguridad en algunos componentes, como mantener 25 días de inventario obligado en derivados del petróleo –norma no reglamentada– y otros requisitos en electricidad –el costo de fallar–, sin nada explícito en gas, licuado y natural, carbón y leña” (Rodríguez Grossi, 2005).

En esta fórmula el Estado asume un rol subsidiario cuando se inhibe de actuar en todas aquellas actividades rentables que son desarrolladas por el sector empresarial y puede, si se lo considera necesario, subsidiar aquellas que resulten indispensables pero que no producen ganancias. El fisco puede disponer de industrias como, por ejemplo, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) pero ésta debe regirse por las mismas normas de mercado que el resto de las empresas privadas. En lo que toca a las regulaciones, éstas son impartidas por la autoridad gubernamental a través de entes especializados como la Comisión Nacional de Energía.

En la práctica, el elemento más dinámico en la asignación de recursos, inversiones y políticas de comercialización es el mercado que regula la competencia entre las empresas. La actual crisis energética, sin embargo, ha puesto de relieve las insuficiencias de la mera libre competencia en un sector estratégico. El conjunto del desarrollo económico del país es amenazado por la falta de recursos energéticos. No es un relámpago que sale de un cielo azul. Es una crisis que era previsible. Peor aún, es una crisis anunciada. Argentina disminuyó en forma drástica las ventas de gas natural a partir de 2004. ¿Inquietó este hecho a las autoridades? No realmente. Un ministro del ramo del gobierno del presidente Ricardo Lagos, cuyo nombre es reservado por la condición de “off the record” en que habló, fue consultado acerca de si Chile enfrentaba una situación peligrosa en el campo energético: “¿Por qué habría peligro?” –respondió–. “¿Sabe usted cuál es el monto de las reservas financieras del país?”, con lo que quiso indicar que eran abundantes. –“En el momento que se lo requiera no hay más que comprar un petrolero y traer todo el crudo que se requiera”–. Así de simple, todo se reducía a una mera transacción.

La extrema vulnerabilidad del país no precipitó una campaña urgente de diversificación de las fuentes energéticas así como tampoco de ahorro y eficiencia en su empleo. En este campo el ministerio de Economía lanzó el “Programa País de Seguridad Energética” destinado al ahorro y mejor aprovechamiento. Un paso en la dirección correcta pero que, dada la urgencia, resultó insignificante. En esas circunstancias cabía esperar que Chile iniciase una campaña que le permitiese un ahorro de por lo menos dos dígitos en el curso de una década, lo que significaría desacoplar el consumo eléctrico de

la tasa de crecimiento económico. Además, con igual urgencia, era imprescindible una iniciativa que ampliase su matriz energética en un vasto abanico de fuentes.

En los días en que los santiaguinos sufrían el impacto del Transantiago quedaron en evidencia las dificultades de un sistema híbrido público-privado en el que unos culpan a otros por las falencias del servicio. En palabras de Sara Larraín, directora de Chile Sustentable, “la ausencia del Estado chileno en la planificación energética genera la mayor dependencia y vulnerabilidad para el desarrollo del país”. Cuando algo marcha mal y hay incumplimientos, los privados ya no lo son tanto y exigen que el poder público despliegue su diplomacia para proteger los intereses nacionales. Fue el caso con el gas argentino que preveía, en caso de escasez, que los recortes se ejecutarían mediante cuotas proporcionales para ambos países. En rigor los particulares están en lo cierto al señalar que es de interés nacional asegurar el abastecimiento energético, lo que es menos evidente es porqué el país, en su conjunto, debe sufrir las consecuencias negativas por inversiones realizadas con claras advertencias de los riesgos implícitos. Una ética comercial que privatiza las ganancias y traspasa los problemas al sector público resulta impresentable. Y esto porque antes incluso de la construcción del gasoducto trasandino y previo a toda crisis económica argentina, a mediados de los noventa, funcionarios del Banco Mundial advirtieron que en una década la demanda doméstica del país productor absorbería el grueso del combustible. Y eso es exactamente lo que ocurrió. Es cierto que la estrechez podría haber tardado un poco más con mayores inversiones en el sector gasífero pero aún así Argentina no es un país exportador y la prueba es que importa un monto creciente. Al confrontar a ejecutivos del proyecto GasAndes –los impulsores del gasoducto– sobre la advertida escasez de gas, la objeción fue recibida con una sonrisa paternalista y la respuesta fue: “¿Usted cree que estaríamos invirtiendo cientos de millones de dólares en cañerías subterráneas si no estuviéramos seguros que hay gas suficiente? Confíe, es nuestro dinero el que está en juego”. El gobierno chileno dio a este razonamiento la validez de un vale vista.

Aunque el proyecto no tuvo la larga vida proyectada resultó conveniente para Chile mientras operó a plena capacidad, además de que contribuyó de manera decisiva al acercamiento político entre ambos países. Cuando fue discutida la construcción de un gasoducto en el marco del primer Libro de la Defensa Nacional de Chile (1997) surgieron voces castrenses que estimaban que se asumían riesgos innecesarios debido a la dependencia energética que ello implicaba. Una vez terminado y luego de entrar en operaciones, en 1997, el gasoducto demostró ser un gran ahorro económico y ayudó a descontaminar la atmósfera saturada de gases de la cuenca de Santiago. Lo lamentable fue la dependencia desmedida de estas importaciones gasíferas. El Estado chileno debió haber complementado las importaciones desde Argentina con la diversificación de fuentes energéticas.

Las opciones internas de Chile

Consecuentes con los principios que rigen la economía chilena las autoridades privilegian el precio antes que la seguridad. Las encuestas indican que el grueso de los consumidores chilenos, a la hora de adquirir un producto, se inclinan por la oferta más económica frente a otra más onerosa pero de mayor calidad. En materia energética el barato gas natural argentino adormeció todo reflejo de búsqueda de seguridad mediante la diversificación de la matriz.

Así como la crisis en el sector energético no comienza de la noche a la mañana, las soluciones tampoco son instantáneas. La explotación de fuentes energéticas es un proceso lento, caro y, a menudo, riesgoso. Los plazos de construcción, con los debidos estudios de impacto ambiental y consultas a las comunidades, suelen tomar muchos años. Desde lo más simple que es una planta termoeléctrica, operada a gas o carbón, se requiere como mínimo tres años. En el caso de un proyecto hidroeléctrico se necesitan por lo menos seis años aunque una década es más bien el plazo típico. En el caso de una planta núcleo-eléctrica se requieren diez años en países con experiencia. En países sin una cultura nuclear los plazos van entre 15 y 20 años, sin considerar los debates que acompañan a esta industria que en todas las latitudes es analizada con gran atención.

En lo que toca a la energía en la variedad está la seguridad. Pero el asunto no es simple pues cada fuente energética tiene sus ventajas y desventajas. Algunas, como el carbón, son económicas pero contaminantes. Otras, como las fotovoltaicas, son limpias pero caras. El viento es abundante pero no sopla en forma constante y no se puede almacenar. Pero la prueba de fuego para todas las fuentes es, en definitiva, su costo de producción. Una noción de los costos de la electricidad producida desde las distintas fuentes es la expuesta en el cuadro 3. De sus cifras se deduce que las energías renovables no convencionales (ERNC) presentan hasta ahora una marcada desventaja económica para su ingreso al sistema energético. En muchos países la diferencia ha sido paliada con la creación de fondos de promoción para estas energías los cuales se vierten mediante un incentivo a la inversión inicial o a través de una bonificación al precio de la energía limpia generada. Así se consigue superar la barrera de entrada de los costos de generación.

Las razones para erogar fondos a los productores de ERNC son la seguridad y la independencia en el suministro de energía a través del uso de recursos naturales propios, además de facilitar el acceso a zonas rurales para electrificar comunidades aisladas. Permite también la descentralización de la generación y mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos. Y, claro, se busca dinamizar la producción de energía limpia. En todos los casos, además, está presente la meta de valorizar los beneficios económicos,

sociales y ambientales que significa el uso de fuentes renovables, en contraste con los impactos socio-ambientales y la no renovabilidad de los combustibles fósiles.

Cuadro 3

Chile: costos de generación e inversión en diversas fuentes energéticas (energías renovables no convencionales, ERNC)

Tecnología	Costo promedio de generación (centavos de dólar/kwh)	Inversión promedio (dólar/watt)
Ciclo Combinado a Gas	3,5 (3,0-4,0) 0,6	(0,4-0,8)
Carbón	4,8 (4,0-5,5) 1,2	(1,0-1,3)
Nuclear	4,8 (2,4-7,2) 1,8	(1,6-2,2)
Eólica	5,5 (3,0-8,0) 1,4	(0,8-2,0)
Biomasa (25 MW combustión)	6,5 (4,0-9,0) 2,0	(1,5-2,5)
Geotermia	6,5 (4,5-8,5) 1,5	(1,2-1,8)
Pequeñas hidro	7,5 (5,0-10,0) 1,0	(0,8 -1,2)
Fotovoltaica	55,0 (30,0-80,0) 7,0	(6,0-8,0)

Fuente: CEPAL, 2003.

En todo caso las innovaciones en el empleo de recursos energéticos suelen ser lentas. Las proyecciones internacionales sobre el empleo de hidrocarburos auguran que en las próximas décadas el petróleo y el gas continuarán jugando un papel protagónico. Según la Agencia Internacional de Energía el consumo energético mundial para el período 2010-2025 consistirá en 39% de petróleo y 26% de gas natural. Expertos en la prospección de hidrocarburos confían en que todavía queda bastante gas en los yacimientos y mucho aún por descubrir.

Gas

En Chile la primera respuesta, bastante tardía considerando que las primeras señales de desabastecimiento de gas argentino se dieron en 2004, surgieron en 2006 cuando finalmente se optó por construir una planta receptora de gas natural licuado (GNL) en el puerto de Quintero, cuyo costo originalmente fue estimado en 400 millones de dólares². A la hora de anunciar en 2007 el proyecto definitivo ya el precio de cons-

2. La planta de regasificación de gas licuado natural (GNL) está constituida por la sociedad integrada por British Gas (BG con 40 %), Empresa Nacional de Petróleo (ENAP con 20%), Endesa Chile (20%) y la empresa distribuidora Metrogas con 20%. Hasta mediados de 2007 el consorcio había invertido US\$87 millones. El contrato estipula que BG garantizará el abastecimiento de gas por los próximos 21 años a partir del segundo trimestre de 2009.

trucción de la planta oscilaba entre US\$900 y US\$1.000 millones de dólares. Antonio Bacigalupo, el gerente del emprendimiento avanzó la cifra 940 millones de dólares.

El gas tiene ventajas medioambientales pero no reduce la dependencia y la inseguridad en cuanto a abastecimiento de largo plazo. Aunque, claro, por la vía del GNL se puede obtener gas de diversos países y no como a través del gasoducto trasandino ligado de manera exclusiva a la voluntad y disponibilidad de Buenos Aires. En consecuencia, Chile ha apostado al GNL importado desde diversos países como uno de los pilares centrales de su matriz energética.

Hidroelectricidad

La energía hidráulica es abundante en Chile, de hecho es el recurso más importante además de ambientalmente limpio. Según Endesa el país tiene un potencial para la producción hidroeléctrica de unos 28 mil MW (Jara, 2006; una obra excepcionalmente didáctica). En la actualidad se produce 13% de esta capacidad global, o sea sólo 3.750 MW. En cartera hay proyectos para producir unos 10.400 MW lo que representaría 37% del potencial total.

Los desarrollos más inmediatos son la construcción de cuatro represas en la región austral de Aysén con una capacidad productiva de 2.800 MW. Estos proyectos, impulsados por la empresa Colbún en asociación con Endesa de España requieren de una inversión de unos 2,5 mil millones de dólares. Las centrales se ubicarían sobre los ríos Baker y Pascua que dados sus orígenes glaciares y las grandes precipitaciones en la zona cuentan con grandes torrentes a lo largo de todo el año. La desventaja de estas centrales es que estarán lejos de los grandes centros de consumo y obligarán a la construcción de largas líneas de transmisión que costarían unos 1.500 millones de dólares adicionales, lo que además implicará una masiva destrucción de bosque nativo en zonas impolutas de la onceava región.

Los ecologistas se inclinan por la construcción de múltiples centrales de pasada de mucho menor capacidad. De acuerdo con la Comisión Nacional de Energía-CNE las centrales con potencias inferiores a 1 MW son consideradas dentro del rango de la ERNC³.

3. Clasificación de generadoras hidroeléctricas de acuerdo con la CNE:

Grandes centrales son las que tienen más de 5 MW de potencia.

Pequeñas centrales son las que tienen entre 1 y 5 MW.

Minicentrales son las que tienen entre 100 KW y 1 MW.

Microcentrales son las que tienen entre 1,5 KW y los KW.

Hidrocargadores son las que tienen menos de 1,5 kW.

(cf. página web Comisión Chilena de Energía Atómica (CCHEN): "Profesionales estudian la factibilidad de Nucleoelectricidad ven Chile", 2007).

Geotermia

Lo primero que salta a la vista a un visitante es el gran número de volcanes desde el norte al sur del país. En efecto, Chile está sobre lo que se conoce como el "cinturón de fuego del Pacífico". El lado positivo de ello son las grandes cantidades de magma que pueden convertir el agua en vapor y así mover turbinas. El lado oscuro es la gran actividad sísmica que acompaña a los volcanes. Algo que se considerará más adelante al analizar las proyecciones de la industria nuclear.

Sobre el potencial geotérmico chileno existen visiones muy dispares. Por la parte baja se señala que sólo existen 300MW identificados y que incluso en varios pozos no se han realizado las pruebas que aseguren un adecuado rendimiento comercial. Si este fuera realmente el caso el aporte de la geotermia sería muy marginal de cara a las demandas globales que excederán los 20 mil MW para el año 2020.

El programa "Chile Sustentable", con el apoyo de la CEPAL y la GTZ, tiene una estimación muy diferente: "En Chile el potencial de generación eléctrica por geotermia excede los 8.000 MW. Sólo en el SIC el potencial aprovechable en el corto y mediano plazo excede los 2.000 MW. Sus características lo hacen, en algunos aspectos, similar a la explotación petrolera. Además tiene la ventaja de generar energía las 24 horas del día" (CEPAL/GTZ, 2003).

Energía eólica

La utilización del viento es casi nula aún en Chile pese a que las turbinas eólicas cuestan cada vez menos por unidad de energía instalada. El costo por unidad de energía eólica de sistemas de gran escala en lugares con vientos adecuados puede ser incluso más barato que el recurso energético hídrico. Estos sistemas, además, a cualquier escala, permiten tener acceso a la energía en distintos lugares. Puede haber sequías pero el viento no es un bien escaso. En el país se levantan mapas eólicos para registrar las velocidades de los vientos. La CNE ha elaborado un mapa eólico de la Xª región con una cartera de proyectos híbridos eólico-diesel para abastecer a más de tres mil familias distribuidas en 31 islas del Archipiélago de Chiloé. En la actualidad sólo existen tres turbinas eólicas (660 KW cada una) que operan en Aysén con una producción máxima de 2MW.

Biocombustibles

El empleo del biodiesel debería despegar a partir de finales de 2007 cuando según numerosas proyecciones el valor del barril del petróleo debería sobrepasar con creces los 72 dólares. Algunos vaticinios lo sitúan alrededor de 100 dólares. La cota económica es determinante pues el biodiesel se hace competitivo a partir de 72 dólares.

Se trata de energía generada a través de materias primas de origen biológico y renovable como madera, carbón vegetal, estiércol animal, biomasa microbiana, residuos agrícolas, cultivos energéticos y grasas animales. Entre los biocombustibles más conocidos destacan el etanol y el biodiesel.

El etanol se elabora a base de azúcar o almidón proveniente de caña de azúcar en Brasil y de maíz en Estados Unidos. Se puede utilizar como combustible en forma de aditivo o para reemplazar la gasolina hasta en 25% sin necesidad de modificar los motores.

El biodiesel se obtiene a partir de aceites vegetales provenientes de cultivos oleaginosos como raps, soya y maravilla. El biodiesel se puede usar como aditivo o sustituto del diesel, en mezclas de hasta un 20% sin mayores modificaciones en los motores.

En Chile la industria podría comenzar produciendo biodiesel y etanol que funcionan en base a mezclas con diesel y gasolinas tradicionales y en este marco podría incorporar un 2% de biodiesel, cantidad que podría incrementarse en tramos de 1,5%, en la medida que sea económicamente viable instalar nuevas plantas industriales.

La constatación del empleo de materias orgánicas muestra que la materia prima debe ser cultivos como maíz, trigo, remolacha y otros, pues los recursos forestales –que también son aptos y rentables en Chile– se utilizan para la generación eléctrica.

Un problema para la generación de biocombustibles es que debe ser complementario con la estrategia de seguridad alimentaria que busca convertir al país en una potencia agroalimentaria. Esto en concreto ha determinado que el ministerio de Agricultura estime que el uso de las tierras y el agua no debería afectar la disponibilidad de estos para la producción agrícola de consumo interno y de exportación.

Nuclear

En lo que toca a la energía nuclear, que ya tiene cuatro reactores en Sudamérica, dos en Argentina y dos en Brasil (dos más están previstos, uno en cada país), subsisten serias reservas. El movimiento ecologista a nivel internacional y local repudia el uranio que, enriquecido, es una de las sustancias más contaminantes. De hecho, el gobierno alemán, como varios otros en Europa, paralizó la construcción de nuevas centrales nucleares y si sigue el curso actual para 2030 habrán desaparecido las aún existentes.

La lucha contra la proliferación de armas nucleares ha reforzado las presiones de Estados Unidos contra el enriquecimiento del uranio. De hecho Brasil enfrenta gestiones norteamericanas para que abandone sus programas en esta dirección. Esta petición se ha hecho aún más urgente en vista de los intentos por negar a Irán la capacidad de enriquecer uranio para su futuro reactor atómico. Es evidente que cuantas más centrales nucleares existan mayores son los riesgos de accidentes y también de que elementos

antisistémicos consigan materiales radioactivos. Ello no permite construir armas pero sí es posible lograr lo que se denomina una bomba sucia⁴.

La tecnología empleada es un problema central planteado por las centrales atómicas. Uno de los argumentos principales para adoptar la energía nuclear es la supuesta autonomía que ella garantiza al país que la tiene. Eso puede ser así si el Estado en cuestión controla todo el ciclo productivo. Tanto Argentina como Brasil tienen una fuerte dependencia tecnológica de sus abastecedores (Estados Unidos, Alemania y Canadá, entre otros). Ello significa que las plantas no pueden funcionar sin la anuencia de los países proveedores. Además, hay que considerar los costos del manejo completo del ciclo del combustible nuclear que comprende la extracción del uranio, su enriquecimiento, la fabricación del combustible y una de las fases más onerosas, el retiro y almacenamiento relativamente seguro, puesto que nadie aún ha encontrado una solución totalmente satisfactoria para los desechos radioactivos. A lo anterior hay que sumar los formidables seguros para casos de accidente.

En el plano político la proliferación de plantas nucleares crea el dilema ocasionado por todas las tecnologías duales. Aquellas que tienen tanto un uso civil como militar. Para producir electricidad se requiere enriquecer el uranio en sólo algunos puntos en tanto que para producir una bomba hay que hacerlo por encima del 90%. Pero no importa el monto, el proceso de enriquecimiento es básicamente el mismo. Ese es el pleito que sostiene Occidente con Irán pues teme que el enriquecimiento que Teherán afirma es para fines pacíficos sea, en realidad, para producir armas atómicas. A nivel internacional es muy complejo determinar qué naciones tienen derecho a enriquecer su uranio y cuáles no. El único mecanismo actual, bastante arbitrario, es llevar el asunto ante el Consejo de Seguridad de Naciones Unidas.

En el caso chileno el tema bélico, la posibilidad de desarrollo de armamento, es irrelevante. Pero lo que sí es de la mayor importancia es la condición altamente sísmica del país. Por ello el terremoto que sacudió Japón el 16 de julio fue seguido con gran interés por los chilenos. El movimiento telúrico afectó seriamente la central núcleo eléctrica de Kashiwazaki, que cuenta con siete reactores y tiene una capacidad equivalente a dos tercios de toda la capacidad de producción eléctrica chilena. La relevancia de lo ocurrido es que el país asiático ha sido presentado como ejemplo práctico de que aún

4. Se llama bomba sucia un aparato con material radioactivo que es detonado con explosivos convencionales. Dada la invisibilidad de la radioactividad cabe suponer que una explosión, pese a tener un radio de acción limitado, podría tener un efecto psicológico que alcanzaría a grandes zonas provocando pánico en una ciudad entera y no sólo en las manzanas afectadas. Jamás se ha utilizado semejante arma. Pero una alerta sobre sus alcances se vivió en Brasil, en la ciudad Goiânia, donde un equipo de tratamiento oncológico fue dejado abandonado por una clínica. El aparato de radioterapia fue a dar a manos de comerciantes de chatarra. Éste contenía cesio radioactivo y al ser desarmado escapó polvo radioactivo que contaminó a más de doscientas personas.

en territorios expuestos a grandes sacudones es posible instalar reactores atómicos con seguridad.

Resultó que la mayor planta nuclear del mundo está construida sobre una falla tectónica, lo que fue revelado luego del aludido terremoto grado 6,8 en la escala Richter, un sacudón fuerte pero no de una intensidad devastadora. El que afectó a la ciudad de Kobe, en 1995, fue grado 7,3 en la misma escala. Por cierto, los efectos en mucho dependen del tipo de onda sísmica y del terreno. Pero la admisión de que la planta de Kashiwazaki está a apenas 15 kilómetros de una falla fragiliza la confianza de los nipones en sus autoridades: la Corte Suprema en Tokio, basándose en estudios del Instituto Nacional Avanzado de Ciencia Industrial y Tecnología, rechazó las denuncias de organizaciones ciudadanas que reclamaban que el terreno era inadecuado para instalar reactores. La Corte dictaminó: "No hay falla y no hay nada que pueda causar un terremoto". Hoy los habitantes de la región de Niigata no pueden más que sospechar que los fuertes intereses comerciales tienden a dictar lo que dicen organismos científicos y los tribunales. Muchos chilenos se preguntaron: ¿Por qué habría que tener más confianza en la autoridades y los empresarios nacionales que en los acuciosos nipones?

Ahora hay japoneses que exigen una revisión completa de los 55 reactores que operan en el país. Ello porque la mayoría están construidos con las mismas especificaciones de la planta siniestrada. Además, se estima que un tercio de los reactores están situados en lugares considerados vulnerables por los geólogos. Quizás lo más grave fue lo expresado por el presidente de la empresa Tokyo Electric Power Company (Tepco), operadora de Kashiwazaki que abastece 12% del fluido eléctrico de la capital cuando declaró: "Creo que podemos decir que la magnitud del temblor estaba más allá de nuestras expectativas". Ello en circunstancias en que las centrales deberían estar en condiciones de soportar movimientos telúricos de hasta 8,5 grados.

En el curso de su campaña presidencial, la presidenta Michelle Bachelet suscribió un acuerdo con las organizaciones ecologistas, representadas por Sara Larraín directora de Chile Sustentable y Manuel Baquedano director del Instituto de Ecología Política (IEP), según el cual bajo su gobierno no habría desarrollo alguno en materia de energía nuclear. Sin embargo, a comienzos de 2007 la mandataria creó una comisión de once miembros encabezada por el físico Jorge Zanelli destinada a recopilar toda la información disponible sobre la industria, tanto en el país como los antecedentes más relevantes en el exterior. En las palabras de Zanelli: "Lo que ha querido con esto la Presidenta, es dar una moratoria respecto a las actividades que hay que hacer. Primero no se va a hacer nada en este tema hasta no tener toda la información y evaluaciones necesarias, lo cual es muy bueno porque obliga a hacer el ejercicio en frío y no bajo la presión de la urgencia o en una emergencia. Esto nos da un horizonte de tres años para trabajar, para realizar todas las evaluaciones que tengamos que hacer, de manera que la decisión

que tomemos de acá a esa fecha será una evaluación basada en la razón, los buenos argumentos y no sólo en emociones” (Diario Financiero, Santiago, 20 julio 2007).

La comisión de expertos inició su trabajo en abril de 2007 con el compromiso de producir un informe semestral. Entre tanto los diversos sectores interesados han emitido declaraciones sobre la conveniencia o no de construir una planta que, de ejecutarse, con toda probabilidad estaría instalada en el norte, en las proximidades de Mejillones, a unos 1.400 kilómetros al norte de Santiago. Dicho emplazamiento subraya el destino principal de la energía eléctrica producida en una planta nuclear: la gran minería.

Las opciones regionales

La situación energética de los países sudamericanos varía entre un espectro de abundancia extrema, como es el caso de la venezolana, a una de gran precariedad como la que vive Chile. Es notorio que los países con mayor capacidad exportadora de hidrocarburos, como Venezuela, Ecuador y Bolivia tienden a formular políticas nacionalistas en las que los combustibles son incorporados no sólo como un recurso económico sino también como una palanca de influencia para sus respectivas políticas exteriores.

Si la energía es considerada como una mera materia prima desprovista de importancia estratégica se debilita una visión integradora. Desde una perspectiva mercantil las empresas explotadoras de yacimientos y fuentes de energía deben plantearse el mejor retorno posible para sus inversiones. Es lo que los anglosajones llaman *shareholder value*. Si lo que da el mayor rédito es la exportación fuera de la región eso es lo que les cabe hacer. En cambio si se adopta un prisma integrador, donde la seguridad y el progreso colectivo adquieren mayor peso, el avance se mide no sólo en divisas sino en un balance general de los beneficios de tratados que facilitan el comercio, la apertura de fronteras, los emprendimientos conjuntos y, en fin, una atmósfera de distensión y buena vecindad que profundiza la confianza mutua.

Los esfuerzos por desarrollar una política energética regional han quedado, sin embargo, en retórica antes que en iniciativas concretas. Proyectos no han faltado pero los grandes esquemas no se han materializado. Así, por ejemplo, en junio de 2005, Argentina, Uruguay, Brasil y Chile lanzaron con gran publicidad “el anillo energético” destinado a coordinar los esfuerzos de los países miembros. La idea partía de la premisa según la cual algunos países disponen de recursos en regiones distantes de sus centros de consumo nacionales pero próximos a la de centros consumidores de otros países. Así, por ejemplo, Chile podría aportar electricidad desde su producción austral a Argentina mientras que ese país podría suplir gas por el norte. El anillo además contemplaba construir un gasoducto que permitiría incorporar gas proveniente del yacimiento peruano de

Camisea lo que exigía tender un gasoducto desde Pisco, Perú, hasta Tocopilla, Chile. Un segundo gasoducto conectaría al noroeste argentino desde donde sería posible bombear gas a Brasil, Uruguay y por los gasoductos existentes hasta Buenos Aires. En Perú surgieron de inmediato voces que aconsejaban cautela pues las reservas de Camisea no son infinitas. De hecho Perú ya ha comprometido parte de su producción a México y Estados Unidos. En definitiva el “anillo energético” no parece haber ido mucho más allá de los titulares de prensa.

Otro gran proyecto, el de la construcción de un largísimo gasoducto transamericano tampoco ha visto la luz. Se trata de un ducto que debe atravesar desde los yacimientos situados en la zona sur del Caribe y en la costa Atlántica de Venezuela hacia Brasil, Uruguay y Argentina. En total un recorrido de entre siete y nueve mil kilómetros. El gas podría ser distribuido también a Paraguay y Chile a través de las redes existentes. La construcción de semejante obra tardaría una década y hay discrepancias sobre su costo. Por la parte baja el presidente Hugo Chávez ha indicado una inversión de siete mil millones de dólares. La industria petrolera brasileña Petrobrás cree que el costo será al menos tres veces más alto oscilando entre los 20 mil y los 25 mil millones de dólares. Hay también debate sobre los montos de las reservas gasíferas venezolanas. Adicionalmente, también hay serias objeciones por parte de organizaciones ambientales pues implicaría una importante destrucción de zonas de la Amazonía. En todo caso el proyecto, cuya construcción debió comenzar en 2007, todavía no pasa de ser una idea.

Para discutir de estos temas varios jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones se dieron cita, convocados por el presidente venezolano Hugo Chávez, en abril de 2007. La pobreza documental con que fue preparada la cita quedó reflejada en sus resultados que no fueron más allá de exaltaciones genéricas⁵. Para todos los países resultan evidentes los beneficios de mancomunar sus esfuerzos pero, a la vez,

5. “Nosotros los jefes de Estado y de Gobierno de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Uruguay, Surinam y Venezuela, reunidos en la ciudad de Porlamar, estado Nueva Esparta de la República Bolivariana de Venezuela el 17 de abril de 2007, conforme a las conclusiones y recomendaciones presentadas por nuestros ministros de Energía durante su II Reunión, acordamos:

RATIFICAR los principios rectores de la integración energética regional recogidos en la Declaración de la I Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Suramericana de Naciones, del 26 de septiembre de 2005, en Caracas, Venezuela; y en la Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana, suscrita el 9 de diciembre de 2006 en Cochabamba, Bolivia.

SUBRAYAR que la integración energética de la Comunidad Suramericana de Naciones debe ser utilizada como una herramienta importante para promover el desarrollo social, económico y la erradicación de la pobreza. En este sentido, reiteran el compromiso con la universalización del acceso a la energía como un derecho ciudadano.

FORTALECER las relaciones existentes entre los países miembros de la Comunidad Suramericana 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 y avanzar hacia la unidad suramericana”.

cada cual tiene necesidades particulares y desarrolla una agenda nacional de acuerdo a sus requerimientos.

Las agendas energéticas de la vecindad de Chile

Argentina

Son pocos los gobiernos que pueden postergar necesidades inmediatas en aras de un bienestar a mediano plazo. Menos aún lo harán sucesivos gobiernos argentinos urgidos por las crisis que han sido la tónica de los años noventa. Más en un país que, como en tantos otros campos, es autónomo en términos energéticos. En la producción eléctrica se aprecia una diversidad de fuentes que dan tranquilidad a los consumidores locales: del total, 55% fue aportado por termoeléctricas, alimentadas mayormente a base a gas natural y 40% entre centrales hidroeléctricas (31%) y nucleoeeléctricas (9%). El panorama, sin embargo, no es auspicioso. Según lo estiman diversos expertos de no mediar nuevos descubrimientos e inversiones de peso Argentina agotará sus reservas de hidrocarburos entre 2013 y 2015.

Muchos analistas señalan la ausencia de inversiones como una de las causas por la falta de nuevas fuentes. Ello se debería a la fijación de precio que ha desestimulado a potenciales inversores. Lo cierto es que el país, aunque se detecten nuevos yacimientos, ocupará una proporción creciente para satisfacer su creciente demanda doméstica. Argentina ha optado por una alianza con Brasil que va desde la explotación de la hidroelectricidad –ambos países comparten varios ríos–, los hidrocarburos, los biocombustibles y la energía núcleo eléctrica.

Bolivia

La energía puede ser un obstáculo a la integración o una palanca de presión de un país sobre otro. Bolivia lo entendió así bajo el gobierno del presidente Carlos Mesa cuanto se puso en boga la consigna “ninguna molécula de gas para Chile”. No antes que Santiago diera satisfacción a las demandas de La Paz de una salida soberana al Océano Pacífico. A tal punto creyeron que ésta era la clave para lograr sus aspiraciones que se llegó a plantear que el gas era “el mejor embajador boliviano”.

Para reforzar su mano negociadora frente a la oposición doméstica y frente a Chile el presidente Mesa convocó en 2004 un plebiscito que contenía cinco preguntas sobre cómo administrar los hidrocarburos y la relación con Chile con vistas a una salida al mar. Cada una de las preguntas admitía una respuesta sí o no. Pero fue tal la ambigüedad de las formulaciones que el resultado no podía ser más que un híbrido. Las preguntas, como era de suponer, estaban redactadas por el gobierno para obtener una victoria resonante. Si no fuera así no preguntarían nada. Y en efecto el gobierno obtuvo

un aplastante 67,4% de la votación. Pero ya al día siguiente comenzó el debate sobre qué significaba el triunfo del sí.

La pregunta más polémica que aludía al futuro de los hidrocarburos fue: ¿quiere la recuperación de propiedad para el Estado en boca de pozo para nuestros hidrocarburos? Mesa aclaró que “aquí no hay posibilidades de interpretar expropiación, nacionalización confiscatoria ni nada”. Evo Morales, como principal jefe de la oposición, secundado por los sindicatos, exigió la nacionalización de los yacimientos privatizados en 1997. En definitiva los yacimientos fueron estatizados con la llegada de Evo Morales a la presidencia. El 1 de mayo de 2006 el gobierno boliviano ordenó la nacionalización de los hidrocarburos.

Consultado Evo Morales antes de su elección a la presidencia acerca de porqué se oponía a la construcción de un gasoducto que desembocara en un puerto chileno, como el de Patillos, el más próximo a los yacimientos gasíferos, respondió con la siguiente interrogante: “¿Qué pasaría si Chile comprase gas boliviano para alimentar su grandes minas y un día a causa de una huelga, por ejemplo, se suspendiese el abastecimiento. ¿Qué haría el gobierno chileno al ver que cada día se pierden millones y millones de dólares?”. El escenario de Morales guarda semejanzas con las causas de la Guerra del Pacífico (1879-1883) que costó a La Paz su provincia oceánica. La conclusión de Morales entonces fue que era preferible guardar el gas bajo tierra antes que entrar en una relación que temía podría concluir en un conflicto.

Pese a los resquemores Bolivia ha diseñado una estrategia para llegar al Pacífico según se desprende de los debates de la Comisión Marítima del Congreso. El primer paso es potenciar la “diplomacia ciudadana”, consistente en el acercamiento entre los pueblos para profundizar la conciencia sobre la reivindicación boliviana. En términos de los objetivos hay una primera fase que busca obtener una soberanía sobre un puerto sin que ello implique soberanía en el camino de acceso. La fase dos postula una “soberanía compartida” que incluiría la continuidad territorial del acceso y, finalmente, la tercera fase culminaría con el objetivo de una salida continua y plenamente soberana.

Hay, en todo caso, un cambio significativo en relación a gobiernos anteriores que estimaron que su mejor arma negociadora era el gas. La fórmula de gas por mar ya no aparece pues La Paz concluyó que esa era una palanca poco eficaz. A la larga arriesgaba con forzar a Chile a buscar otras opciones, aunque más caras, más confiables que una energía condicionada a los vaivenes políticos.

Independientemente de sus fases el plan boliviano tiene una falla estructural pues omite un punto clave: ¿dónde quiere obtener el puerto? Si aspira a tener soberanía continua el único lugar por el cual es viable es al norte de Arica en cuyo caso, como es sabido, se requiere, por tratado, la anuencia peruana. Para complicar aún más las

cosas La Paz ha señalado que buscará cambiar el Tratado de 1904 y llama a una mayor injerencia por parte de la comunidad internacional.

Chile mantiene la postura natural del país que no tiene nada que ganar con nuevas negociaciones. En consecuencia su actitud es conservadora y deja que el gasto corra por cuenta de los interesados en alterar el statu quo. Como todos los países que están en una posición de fuerza exige que todo reclamo sea hecho en el plano bilateral que le resulta más fácil de manejar. Es lo que hace Estados Unidos con el resto del mundo. De manera que los llamados a involucrar a terceros en la relación chileno-boliviana son mal recibidos en Santiago.

En la élite política chilena hay un lugar común bastante anacrónico pero vigente: ningún Presidente puede entregar un país más pequeño que el que recibió. De manera que si Chile entrara en negociaciones territoriales con Bolivia con toda seguridad exigirá compensaciones territoriales. Esto es algo que las autoridades bolivianas no parecen haber presupuestado.

El grueso de los chilenos entiende la reivindicación emocional de los bolivianos pero no toma en serio su argumentación. Cree que el tema marítimo es agitado para ocultar las verdaderas dificultades del país. Estiman que culpar al encierro marítimo por el subdesarrollo es una falacia. Allí están las boyantes economías mediterráneas de Suiza y Austria. Un puerto boliviano no tendría ningún impacto relevante en la economía del país. Es más, se señala que los exportadores e importadores bolivianos preferirán puertos chilenos si estos resultan más económicos y rápidos. ¿A qué comerciante le importa la bandera del buque o el puerto? Lo que cuenta es el mejor precio para competir en el mercado y obtener el mayor lucro.

Brasil

La mayor nación sudamericana tiene una meta clara en el campo energético: lograr toda la independencia posible. Y en gran medida la ha conseguido puesto que en 2005 alcanzó la autosuficiencia. Brasil ha logrado un interesante abanico en su matriz con un grado de diversificación que muchos países envidian.

Desde 1999 importa gas natural de Bolivia. El gas representa casi 6% de la matriz energética del país. La nacionalización de los yacimientos bolivianos encendió una luz de alerta en Brasilia que en la actualidad construye un par de plantas para la recepción de GNL de otras latitudes. Esta medida fue adoptada para enfrentar el peligro de un corte del abastecimiento boliviano. De hecho Brasil espera contar con dos plantas: una en el puerto de Peces en el nordeste y otro en la bahía de Guanabara para atender al Sudeste. "Brasil tiene la matriz energética más sustentable y limpia del mundo", con 90% basada en fuentes renovables, incluyendo la hidroelectricidad, asegura Emilio La Rovere, profesor de Planificación Energética de la Universidad de Río de Janeiro. Tras la

crisis energética de los años setenta, Brasil desarrolló el alcohol de caña de azúcar como un carburante sustituto de la gasolina. En los últimos años, las compañías automotrices desarrollaron motores que usan gasolina o alcohol alternativamente, e incluso ambos mezclados, y se preparan modelos "trivalentes" que también podrán emplear gas. En Brasil hay actualmente entre 700 mil a 800 mil automóviles a gas natural, cifra superada sólo por Argentina.

Perú

La matriz energética del país en términos de reservas probadas está dominada por los yacimientos gasíferos de Camisea, con 43% de la energía, la hidroenergía 23,1%, los líquidos de gas natural con 14,7% y otros con 19,2%. La balanza comercial energética en Perú es negativa y la producción de petróleo en los últimos años ha bajado mientras aumentan la explotación de gas y líquidos de gas.

En términos de integración en diciembre de 2005 quedó archivada la participación peruana en el "anillo energético". En primer lugar porque los yacimientos de Camisea no tendrían suficientes reservas de gas para abastecer el mercado peruano además de los compromisos de exportación de GNL a México. En cuanto a Chile se mantiene una situación de permanentes fricciones. La última de ellas es la controversia sobre la delimitación marítima con el país austral.

Conclusiones

El panorama energético sudamericano es muy diverso. Están de una parte los países que aspiran a utilizar el petróleo y el gas no sólo como una materia prima. Buscan incorporarlo como una palanca de influencia en su política exterior. Este planteamiento es rechazado por Chile, en particular, uno de los países menos favorecidos en términos de hidrocarburos. Para Santiago los insumos energéticos son una cuestión de precio y punto. La seguridad, sin embargo, como se ha señalado no se obtiene sólo con buenas reservas financieras.

Chile dispone de amplias reservas energéticas hidroeléctricas, geotérmicas y un amplio potencial eólico. De acuerdo con estudios realizados el país podría cubrir más de un cuarto de sus requerimientos futuros de estas fuentes. Como se ha señalado también es posible obtener significativos ahorros en el consumo energético.

En la actualidad se perciben acuerdos bilaterales entre distintos países. Pero iniciativas de alcance regional no pasan del nivel de las declaraciones de buenas intenciones. Cada país vela, en primer lugar, por su seguridad energética y ningún proyecto ha logrado establecer sinergias que sean reconocidas por el conjunto. El refrán de que la

caridad comienza por casa goza de plena vigencia lo que no impide que existan posibilidades de mayor cooperación regional. Pero desde la perspectiva actual es difícil vislumbrar la energía, sean hidrocarburos, hidroelectricidad, las ERNC o las plantas nucleares, como la viga a través de la cual se puede articular una iniciativa integradora.

Bibliografía

Baquedano, Manuel (2004) *La batalla de Ralco (De la electricidad sucia a la electricidad verde)*. Instituto de Ecología Política, Santiago Chile.

CEPAL/GTZ (2003) "Promoción del desarrollo económico en América Latina y el Caribe por medio de la integración de políticas ambientales y sociales". Proyecto CEPAL/GTZ. (Tomado de "Promoción de las energías renovables en Chile" Chile Sustentable, enero 2004).

"Energía nuclear: 'Comisión Zanelli' afina informe", *Diario Financiero*, Santiago, 20 julio 2007.

Jara, Wilfredo (2006) *Introducción a las energías renovables no convencionales*. Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), Santiago de Chile.

Rodríguez Grossi, Jorge (2005) "Política energética de Chile", *Club Monetario, Universidad Finis Terrae*, Santiago, 26 de agosto de 2005.

Unidades de medida y acrónimos utilizados en este libro

Acrónimos

ALADI = Asociación Latinoamericana de Integración
ARPEL = Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana
BdP = Boca de pozo
DS = Decreto Supremo
IDH = Impuesto Directo a los Hidrocarburos
IEHD = Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados
IIRSA = Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana
INTAL = Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe
IUE = Impuesto sobre las Utilidades 25%
IVA = Impuesto al Valor Agregado
GLP = Gas Licuado de Petróleo
GN = Gas Natural
GNL = Gas Natural Licuado
GNV = Gas Natural Comprimido
GTL = Gas to Liquid
MEM = Mercado Eléctrico Mayorista
OLADE = Organización Latino Americana de Energía
PIEM = Programa de Integración Energética Mesoamericano
SIEPAC = Sistema de Interconexión de América Central
SPNF = Sector Público No Financiero
TGN = Tesoro General de la Nación

Unidades de medida y factores de conversión

Bbls = Barriles
Billones de pies cúbicos (BPC) = trillion cubic feet (TCF).
Boe = Barril de petróleo equivalente
Bpd = Barriles por día
BTU = British Thermal Unit
MBpd = Millones de Barriles por día
MC = Metros cúbicos
MCD = Metros cúbicos por día
MBD = Miles de barriles diarios
MMMB = Millardos de barriles
MMBD = Millones de barriles diarios
MM mcd = Millón de metros cúbicos por día
MMpcd o MMPCD = Millones de pies cúbicos por día
MPC = Millar de pies cúbicos
Pcd = Pies cúbicos por día
QBTU = Cuadrillones de BTU
TCF (trillion cubic feet) = Billones de pies cúbicos (pies cúbicos)

Este volumen se terminó de imprimir en el mes de abril de 2008, en los talleres de Tipografía Principios, Teléfono: (212) 860.73.05, Caracas, Venezuela. En su diseño se utilizaron caracteres de la familia tipográfica Frutiger. En su impresión se usó papel Tancreamy. La edición consta de 500 ejemplares.

Nuevas perspectivas de la integración energética
en América del Sur: ¿cambios paradigmáticos?
Milko Luis González Silva

El factor energético en la creación de la Unión de Naciones
Suramericanas - UNASUR
Jaime Acosta Puertas

El factor energético en la integración de la Unión de Naciones
Suramericanas
Oscar M. Guzmán

La energía como tema de seguridad en América del Sur
Enrique Obando

Integración energética en América Latina y el efecto invernadero:
el caso de Brasil
Luiz Pinguelli Rosa

La perspectiva regional de integración energética y la frágil
inserción ecuatoriana
Pablo Celi

Apertura energética en Bolivia
Mauricio Medinaceli Monroy

El gas venezolano como factor de integración regional
Diego J. González Cruz

Chile ante el desafío energético
Raúl Sohr

Instituto Latinoamericano de
Investigaciones Sociales

Avda San Juan Bosco con 2da.
Transversal, Edif. San Juan, piso 4,
Altamira, Caracas

Tel: 58 212 263 40 80

www.ildis.org.ve