

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	

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

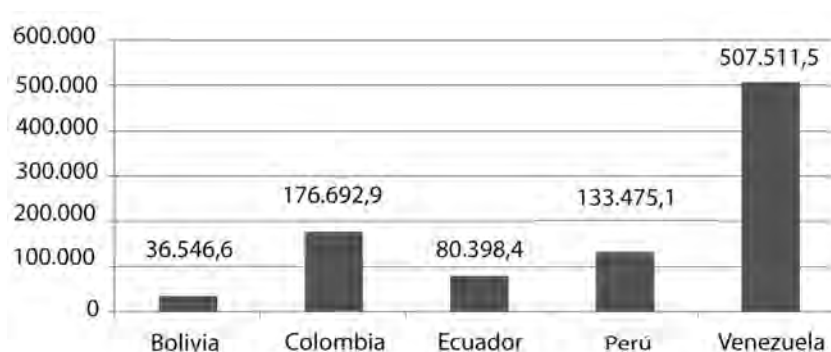
energéticos para satisfacción de déficit interno y el potencial energético diverso de los países del área.

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)



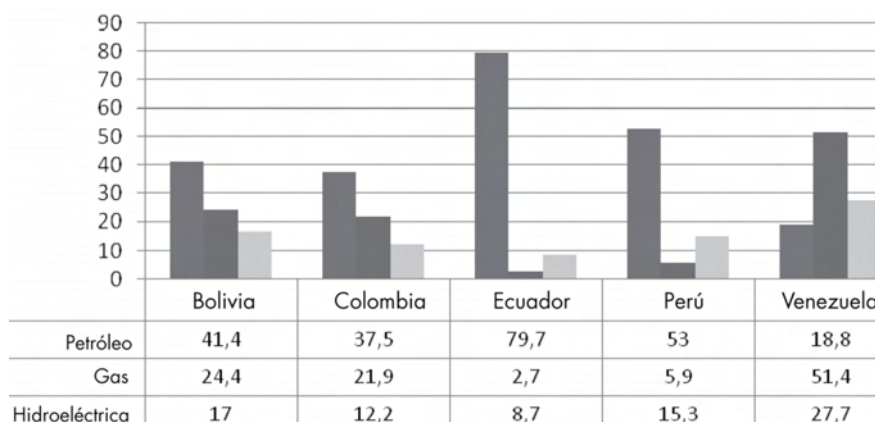
Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

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)

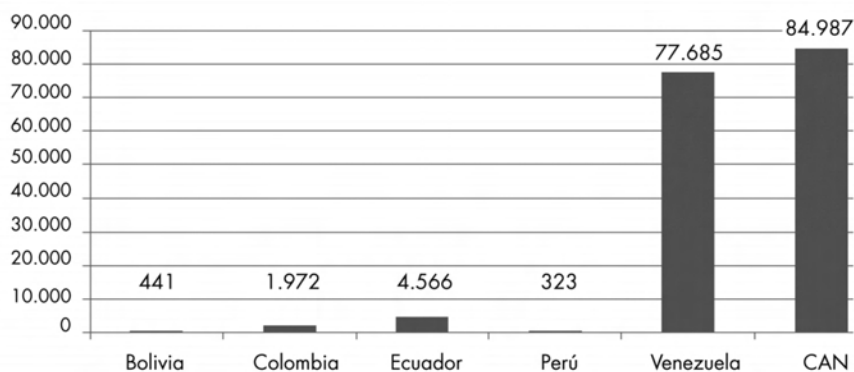


Fuente: elaboración propia con base en datos de CEPAL.

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.

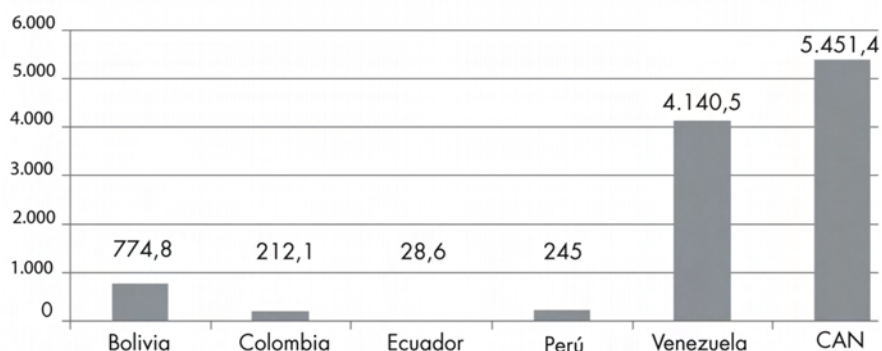
Gráfico 3
Potencial petrolero regional (reservas probadas en MM de barriles)



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).

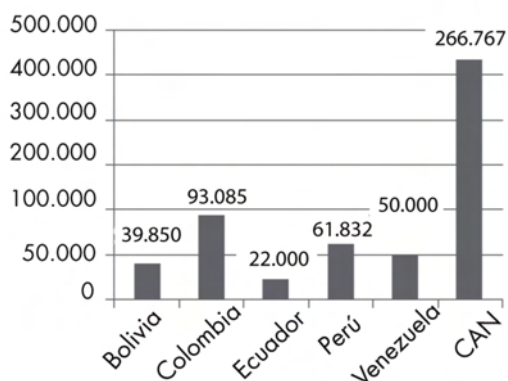
Gráfico 4
Reservas de gas natural (en billones de m3)



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).

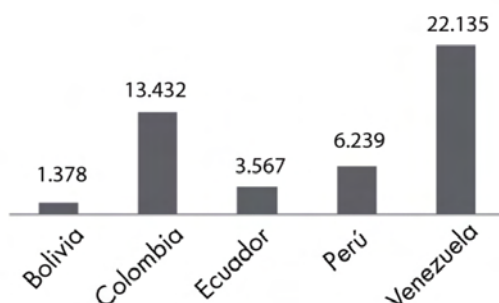
Gráfico 5.1
Potencial hidroeléctrico (en miles de MW)



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 hidrocarburíferas 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 hidrocarburiífero 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.

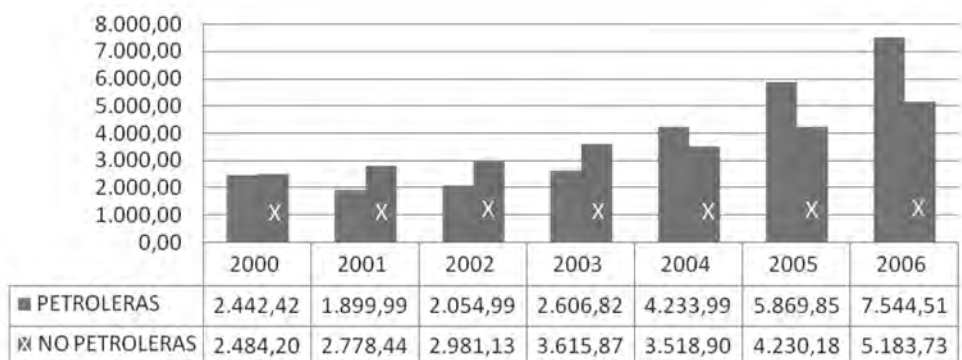
20. El sector de hidrocarburos abarca el 71% de la demanda energética nacional.

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).

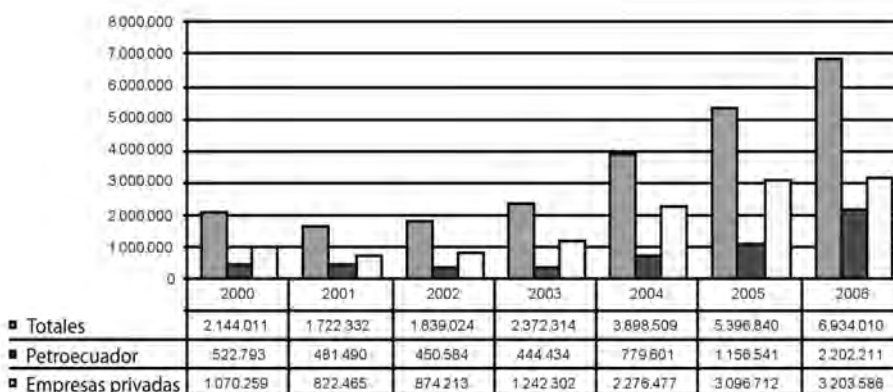
23. La participación de las empresas privadas en la producción total, que pasó de 44,2% en 2001 a 63,4% en 2005, se reduce en 2006 a 53,8%, tras la sustitución de Occidental por Petroecuador, pasando la participación de esta última de 36,6% a 46,2%, con lo cual la tasa de crecimiento de la producción 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

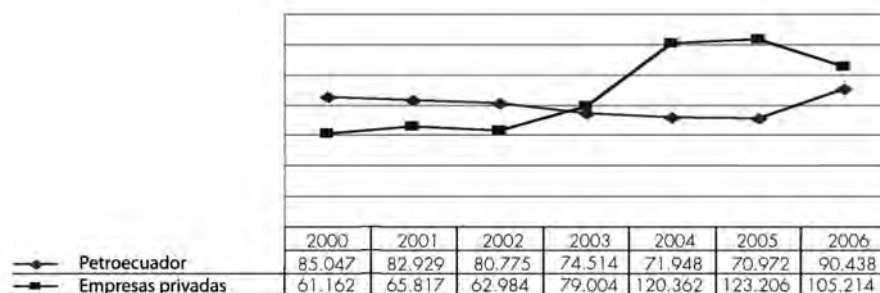
Ecuador: ingresos por exportaciones de petróleo, 2000-2006 (MM US\$)



Fuente: elaboración propia con base en datos de Petroecuador.

Gráfico 8

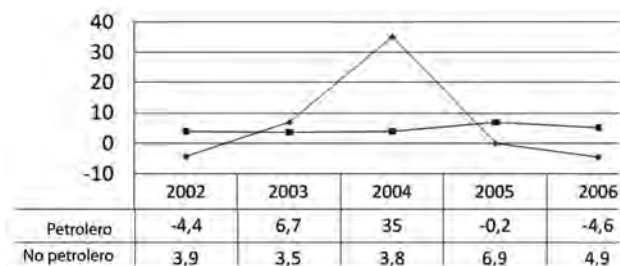
Ecuador: evolución de la producción petrolera en campo, 2000-2006 (Petroecuador/Empresas privadas, en miles de barriles)



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).

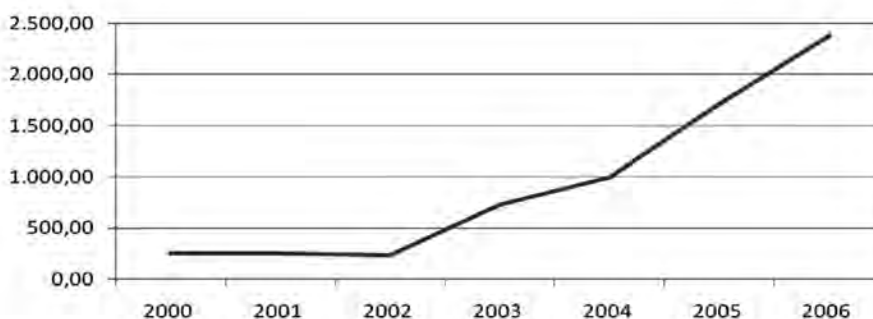
26. Entre 1990 y 2006 la demanda de energía dependiente del petróleo y derivados importados pasó de 75% a 81% del consumo total de energía (MEM, 2007).

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).

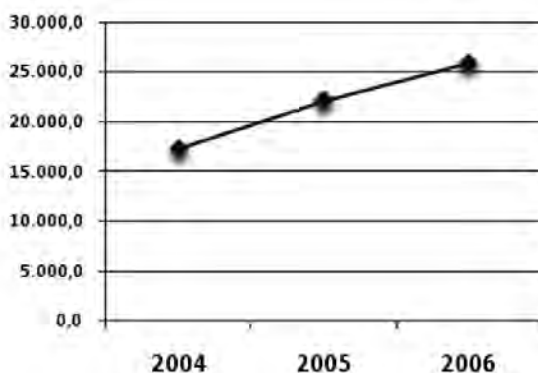
Gráfico 10
Ecuador: importaciones petroleras 2000-2006



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.

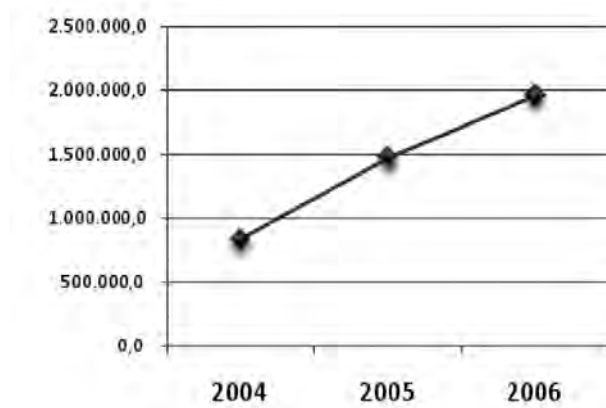
El sistema de refinación de petróleo presenta peligrosos niveles de obsolescencia y deterioro en algunos de sus componentes y se encuentra desarticulado del tipo de crudo³⁰ y de las características del mercado interno de derivados, lo cual afecta la esta-

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 hidrocarbúfera 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 Pdvs: 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).