



Boletín del

Octubre - Diciembre • 2005 • No.

20

OBSERVATORIO

Colombiano de Energía

Publicación Trimestral

El Observatorio Colombiano de Energía es un espacio virtual. Sus sedes son las Facultades de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá y de la Escuela de Minas – UN en Medellín. Los profesores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética, del diseño de mecanismos de regulación energética y de la modelación de los mercados energéticos.

ISSN: 1657-480X

Director:
Mario García
Profesor Asociado
Universidad Nacional.

Comité editorial:
Germán Corredor, Isaac Dyner,
Carmenza Chahín, Astrid Martínez,
Alicia Puyana (Flacso México),
Héctor Pistonesi (Bariloche),
Philip Wright (Universidad Sheffield).

Diagramación:
Ronald Gutiérrez

Impresión:
Ediciones Antropos

Email:
obsce_bog@unal.edu.co

www.fce.unal.edu.co/oce

CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Contenido

Editorial

2

Transacciones internacionales de electricidad entre los países miembros de la Comunidad Andina de naciones y manejo de congestiones

José David Montoya Salas / María Paula Echeverri

3

Contexto y debates de las interconexiones energéticas internacionales

Edgar Hernán Cruz Martínez

10

Camisea, solución energética para Perú

María Fernanda Murcia

18

Eslabones y precipicios en las cadenas productivas del bioetanol y biodiesel para Colombia

Raúl Andrés Ávila Forero

26



EDITORIAL

El Observatorio Colombiano de Energía llega a sus 5 años de existencia, en los cuales ha contribuido al debate de temas de coyuntura energética del país, a través de la apertura de espacios para la opinión y la investigación. El logro de este objetivo se ha llevado a cabo a través de la realización de diversas actividades tales como seminarios, proyectos de investigación, una página web y la publicación trimestral del Boletín.

El Boletín se ha convertido en un espacio mediante el cual distintos actores de la sociedad han expresado, bajo un criterio académico y profesional, diversos puntos de vista sobre la política energética y mundial enriqueciendo nuestro aporte en cuanto a las opciones a seguir en materia energética por parte de Colombia.

La presente edición consta de una serie de artículos que cubren temas de actualidad y que deben ser fuente esencial para comprender aspectos coyunturales en materia energética nacional y de la región. En esta entrega se abarcan temas acerca de interconexiones eléctricas, rentas de congestión, la política gasífera en Perú y un análisis de la política actual de biocombustibles en Colombia.

José David Montoya y María Paula


Echeverri presentan un estudio que analiza los criterios económicos mediante los cuales se están asignando las rentas de congestión en las interconexiones eléctricas con Ecuador. Este artículo resulta de gran importancia en la actualidad ya que se amolda a la discusión existente en cuanto a las ventajas y desventajas de las interconexiones eléctricas en los países que están realizando o han realizado este tipo de interconexiones.

Las interconexiones energéticas también deben ser analizadas desde su razón de ser, y los objetivos que se persiguen con las mismas. Para responder a estas inquietudes, Edgar Cruz plantea una serie de componentes que explican el contexto de la integración, las etapas en que se están llevando a cabo y una serie de retos a cumplir en materia regulatoria y de infraestructura para que esta experiencia internacional sea exitosa y contribuya al desarrollo de los países inmersos en las interconexiones.

La explotación y aprovechamiento del campo de gas de Camisea en Perú es motivo de debate en cuanto a la política que lo debe regir. María Fernanda Murcia desarrolla un análisis presentando las alternativas que puede seguir el gobierno peruano, que debe considerar no sólo la exportación del gas

y los incentivos a la inversión extranjera, sino también la promoción de su consumo interno para disminuir la deficiencia petrolera que actualmente afronta.

La entrada en vigencia de Ley de alcoholes carburantes busca que se promueva el desarrollo limpio en materia de combustibles. Raúl Ávila estudia este tema identificando las oportunidades y amenazas que perciben cada uno de los actores involucrados en la cadena productiva del bioetanol y el biodiesel para así motivar la reflexión en torno a las futuras decisiones que se tomen en torno al desarrollo de estas cadenas.

Queremos aprovechar esta edición especial para agradecer a todos nuestros colaboradores, los cuales han participado en las distintas ediciones brindando sus opiniones y aportando elementos de debate al sector energético, a partir de sus distintas perspectivas profesionales y puntos de vista sobre el panorama energético. Igualmente invitamos a todos los lectores y demás interesados en el tema a que continúen participando en los espacios que ha abierto el Observatorio tales como boletines y eventos, para que expresen sus ideas y se contribuya así al análisis de la política energética. 

Transacciones internacionales de electricidad entre los países miembros de la Comunidad Andina de naciones y manejo de congestiones¹

José David Montoya Salas²

María Paula Echeverri³

*Comisión de Regulación de Energía y Gas
CREG.*

La asignación de las rentas de congestión al país exportador es el único mecanismo que da cumplimiento a las disposiciones contenidas en la Decisión CAN-536 al ser un resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado.

Mediante la Decisión CAN-536 se materializó el proceso de integración de los mercados de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina de Naciones –CAN-. Dicha Decisión considera un mecanismo de asignación de los beneficios derivados de las transacciones internacionales de electricidad, en las cuales se involucra el concepto de rentas de congestión. Estas congestiones surgen por la capacidad limitada de los enlaces internacionales. En el presente escrito se analizan las principales alternativas utilizadas para la asignación de rentas de congestión. Se concluye que la reglamentación expedida por Colombia y Ecuador no sólo da cabal cumplimiento a las disposiciones contenidas en la Decisión CAN-536, sino que dadas las características de los modelos económicos adoptados por cada uno de los mercados de electricidad, el despacho económico coordinado corresponde a un mecanismo óptimo para la administración y asignación de las congestiones.

Dado el proceso de integración de los mercados de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina de Naciones –CAN- materializado en la Decisión CAN-536, y el mecanismo de asignación de los

beneficios derivados de las transacciones internacionales de electricidad establecido en dicha Decisión, en el presente trabajo se realiza un análisis de las principales alternativas utilizadas para la asignación de congestiones, permitiendo concluir que la reglamentación expedida por Colombia y Ecuador no solo da cabal cumplimiento a las disposiciones contenidas en la Decisión CAN-536, sino que dadas las características de los modelos económicos adoptados por cada uno de los mercados de electricidad, el despacho económico coordinado corresponde a un mecanismo óptimo para la administración y asignación de las congestiones derivadas de la capacidad limitada de los enlaces internacionales.

PALABRAS CLAVES: Integración de mercados de energía, rentas de congestión, despacho de generación, enlaces internacionales.

ANTECEDENTES

El Acuerdo de Cartagena fue suscrito con el fin de promover el desarrollo

¹ La responsabilidad sobre las opiniones contenidas en el presente trabajo corresponden única y exclusivamente a los autores y en ningún momento comprometen a los organismos de regulación de los países miembros de la CAN y en especial a la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-.

² Comentarios a josed@creg.gov.co

³ Comentarios a mpecheverri@creg.gov.co



equilibrado de los Países Miembros y procurar el mejoramiento del nivel de vida de sus habitantes, a través de la cooperación económica y social, procurando la distribución equitativa de los beneficios, con el fin último de formar un mercado común. En el mismo sentido el Acuerdo busca mejorar la posición de los Países de la región en el contexto económico internacional.

Para estos efectos se creó la Comunidad Andina como un organismo de carácter supranacional que cuenta con un ordenamiento jurídico propio y con órganos comunitarios tanto administrativos como judiciales, que se rige por el principio de la supranacionalidad. El concepto de supranacionalidad implica, conforme a lo indicado en los artículos 2⁴ y 3⁵, del Tratado de Creación del Tribunal Andino de Justicia, y el Protocolo de Cochabamba, que las normas comunitarias no requieren trámite adicional para que se entiendan incorporadas al ordenamiento interno de los Países Miembros, y surtan todos sus efectos, es decir son de obligatorio e inmediato cumplimiento por los Países Miembros, en todas sus instancias, por los Órganos de la Comunidad Andina y por los particulares. Adicionalmente, el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, ha destacado la preeminencia como la segunda particularidad del Derecho Comunitario Andino, en este sentido ha expresado que la aplicación de las normas comunitarias prevalece sobre la aplicación de normas internas o nacionales. La preeminencia es la virtud que tiene el Ordenamiento Jurídico de la Comunidad Andina para primar sobre una norma de derecho interno que se le oponga, cualquiera que sea el rango que tenga esta última.

En este contexto se ha considerado que la integración de algunos sectores claves de la economía es un paso

necesario para el fortalecimiento del desarrollo económico de cada nación. Así, los países de la región Andina basados en la voluntad política de las naciones⁶ que la conforman, establecieron una iniciativa tendiente a desarrollar la integración de mercados eléctricos de la Comunidad Andina. Considerando que el intercambio de electricidad entre sistemas interconectados no sólo permite lograr una mayor cobertura de los servicios y mejores estándares de confiabilidad y seguridad, sino que a su vez genera externalidades positivas entre las cuales se cuentan:

- Disminución de los costos marginales de corto plazo del sistema importador.
- Reducción de costos de inversión y de gastos operativos y de mantenimiento, debido a la optimización de la operación conjunta de los recursos de generación y transmisión.
- Contar con un sistema eléctrico regional robusto y estable.

ETAPAS DEL PROCESO DE INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS

El proceso de integración eléctrica regional requiere el cumplimiento de varias etapas iniciando con la definición de principios y reglas generales, que da paso a la armonización regulatoria, luego a la operación coordinada entre países y finaliza con la integración y definición de reglas y modelos económicos comunes. En el caso de la integración en la CAN estas etapas se concretan de la siguiente forma:

- I. Expedición de un marco general que define los principios fundamentales sobre los cuales se adelantarán las

etapas previas a la integración, requisito este alcanzado con la expedición de la Decisión 536 de la CAN.

- II. Armonización de los marcos regulatorios de los Países Miembros.
- III. Implementación de un esquema de operación coordinada (Despacho Económico Coordinado) mediante el cual pueden realizar transacciones los Países Miembros.
- IV. Homologación del modelo económico implementado en cada uno de los mercados de energía de los países participantes y definición de reglas comunes para la operación integrada.
- V. Operación Integrada.

PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

La Decisión CAN-536, fue promovida por los Países Miembros a través de sus Ministros de Minas y Energía y en ella se establece el marco general de política supranacional que determina las bases sobre las cuales se deben desarrollar las primeras etapas de la integración eléctrica regional.

- En este orden de ideas la Decisión CAN-536 define los principios rectores que permiten desarrollar la reglamentación que dará el marco para la armonización regulatoria requerida para la implementación de las transacciones internacionales de

4 | El artículo dispone que «las Decisiones obligan a los Países Miembros desde la fecha en que sean aprobadas por la Comisión».

5 | El artículo indica que «las Decisiones de la Comisión serán directamente aplicables en los Países Miembros a partir de la fecha de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo, a menos que las misma señalen una fecha posterior (...)»

6 | Declaratoria por parte de los Presidentes de los países miembros de la CAN, en reunión de Presidentes Latinoamericanos llevada a cabo en ciudad de México en el año 2000.



electricidad y específicamente del modelo de despacho económico coordinado. La Decisión define los siguientes principios: Uso físico de las interconexiones internacionales será el resultado del despacho económico coordinado de los mercados.

- No discriminación.
- Libre acceso a los enlaces internacionales.
- Condiciones competitivas en los mercados de electricidad.

PRINCIPIO DE NO DISCRIMINACIÓN

La Decisión CAN-536 establece: *“Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.”*

Este principio busca garantizar que tanto la oferta como la demanda no sean discriminadas en ninguno de los Países Miembros, para lo cual se deberán garantizar las siguientes condiciones:

No discriminación de la demanda: Implica esto, que un país deberá ofrecer a los restantes Países Miembros la energía al mismo precio al que le es ofrecida a su demanda nacional, en este sentido el costo marginal del mercado del país exportador será el ofrecido a los países importadores considerando los costos de transmisión hasta cada uno de los nodos frontera.

Lo anterior implica que el costo marginal del mercado exportador debe ser determinado considerando la

Figura No. 1
Precio del mercado nacional oferta internacional sin discriminación de precios

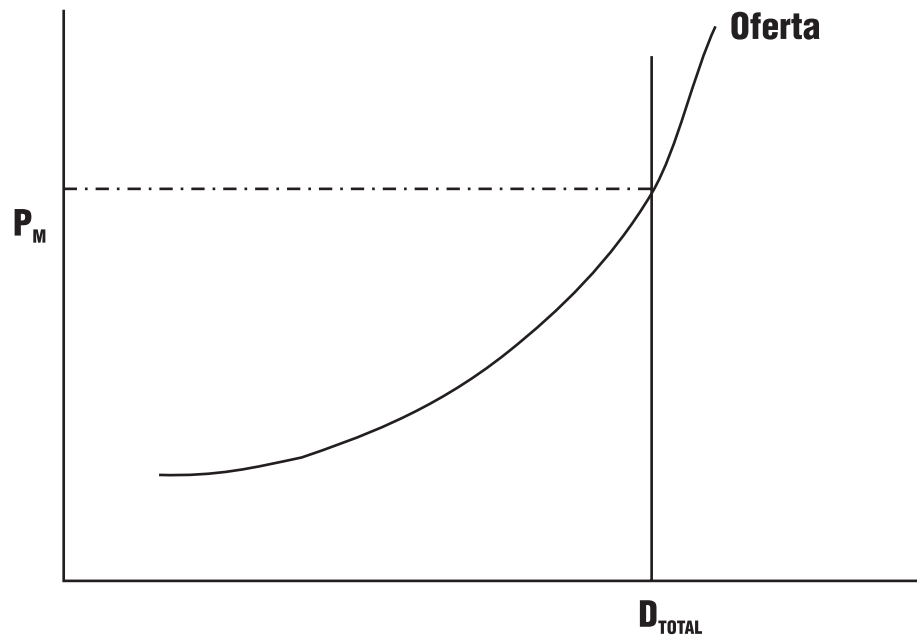
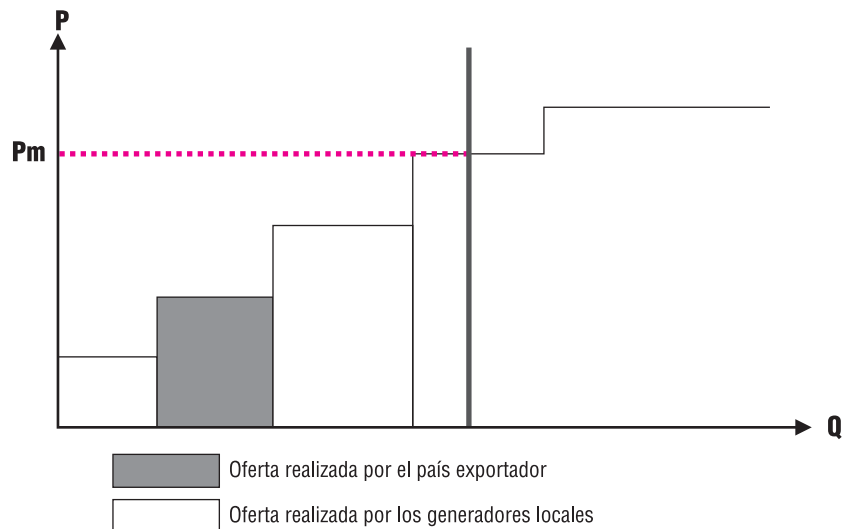


Figura No. 2
Despacho y precio de mercado del país importador



exportación a cada uno de los Países Miembros, como parte de su demanda total (D_{total}), ver figura 1.

No discriminación de la oferta: Este principio implica que la oferta de exportación realizada por cada uno de los Países Miembros debe ser considerada en el mercado importador en las mismas condiciones y bajo las mismas reglas aplicables a los recursos locales de generación. Más aun si se

considera que la importación en el corto plazo es un sustituto perfecto de la generación local. Con lo anterior el precio al cual debe ser remunerada la energía resultante de una importación debe ser igual al precio al cual es remunerada la energía producida por los generadores nacionales, (ver figura 2).

Dado el modelo económico implementado en un gran número de países y en especial en los Países



Miembros de la CAN, el precio P_m , corresponde al punto en el cual se despeja el mercado (oferta = demanda) y a este precio es remunerada la generación de cada uno de los recursos, con independencia de su precio de oferta o declaración de costos⁷. Lo anterior implica que para dar cumplimiento al principio de no discriminación, si bien el precio de oferta realizado por el país exportador es igual al ofrecido a su demanda nacional, el precio al que debe ser remunerado corresponde al precio de mercado P_m del país importador.

OPERACIÓN COORDINADA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS PAÍSES MIEMBROS (DESPACHO ECONÓMICO COORDINADO) Y TRATAMIENTO DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN

Como se dijo anteriormente la operación coordinada de los sistemas eléctricos implica la utilización de los recursos de generación de los países involucrados en condiciones de eficiencia, sujeto a las limitaciones de los enlaces existentes (capacidad de transmisión entre un país y otro). En estas condiciones la generación de cada país participa en el despacho económico del otro como un recurso más de generación y es despachada sólo en la medida que constituya un recurso eficiente para dicho mercado, y por oposición, sólo puede quedar por fuera del despacho si no representa una alternativa eficiente para suplir la demanda de ese mercado, estos principios de eficiencia pueden ser logrados en mayor o menor medida mediante diferentes mecanismos de asignación de capacidad.

Ahora bien, dada la capacidad limitada de los enlaces internacionales se pueden presentar diferencias de precios en los extremos de estos, que

generan una renta, denominada renta de congestión la cual depende adicionalmente del mecanismo de asignación de la capacidad limitada que se implemente.

Las experiencias de integración de mercados y asignación de capacidad entre sistemas eléctricos han demostrado que la mejor forma de resolver problemas asociados con la congestión es con soluciones no discriminatorias, compatibles con el grado de desarrollo de cada uno de los sistemas que se interconecta. Así mismo las soluciones que se implementen deben dar señales económicas eficientes a los participantes de dichos mercados.

Lo anterior implica, que se debe propender por mecanismos que eviten la apropiación de la capacidad de las interconexiones a largo plazo por parte de unos pocos agentes participantes de cada uno de los mercados, pues esta situación restringe las transacciones, reduce la liquidez y la posibilidad de que los modelos de mercado actúen de manera eficiente (Huidobro 2001). Para tal fin existen diferentes esquemas, entre los cuales se cuentan: Los contratos de capacidad, las subastas explícitas, las subastas implícitas, y el denominado «*market splitting*» o despacho económico coordinado, siendo estas dos últimos mecanismos, adelantados a través del mercado spot de cada uno de los Países Miembros, a continuación se describe brevemente cada esquema.

Contratos de capacidad: Mediante los contratos de capacidad unos pocos agentes (generalmente uno sólo), adquieren, los derechos de uso físico del enlace durante un período de tiempo determinado (el cual puede ser de varios años). Bajo este modelo de contratos de capacidad el agente poseedor de los derechos físicos sobre el enlace resuelve un problema de

monopolista con la correspondiente pérdida de bienestar. Considerando los anteriores la Decisión CAN-536 si bien establece la posibilidad de contratos intracomunitarios de electricidad entre los diferentes agentes de los países participantes, prohíbe que dichos contratos alteren la operación física del enlace, la cual debe obedecer única y exclusivamente al despacho económico coordinado.

Subastas Explícitas: Son utilizadas en aquellos casos donde no existe mercado en ninguno de los lados de la interconexión. Para evitar abusos de posición dominante los agentes interesados en utilizar la línea deben realizar ofertas sobre la capacidad disponible Joskow y Tirole (2000). Las subastas pueden ser efectuadas en diferentes horizontes temporales, siendo preferidos para la disposición de capacidad los de medio o corto plazo.

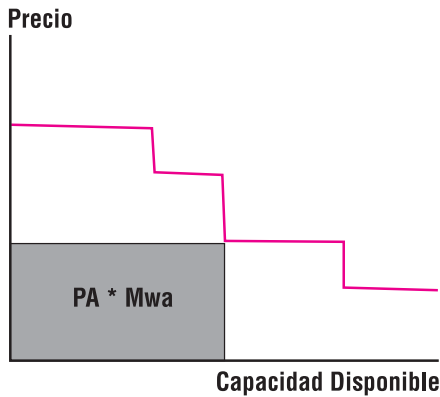
Para evitar que un agente adquiera un derecho de acceso en una subasta y no lo utilice o lo utilice parcialmente (producción de monopolio), a la capacidad asignada se le debe aplicar el principio «*úselo o piérdalo*» asociado con una segunda subasta. En esta segunda subasta los participantes deben vender derechos de acceso a las interconexiones previamente adquiridas y que no sean utilizados, existiendo penalidades en el caso de no hacerlo⁸.

La Figura 3, presenta el caso de las Subastas Explícitas, donde la capacidad disponible se subasta públicamente y todo agente interesado ya sea que tenga contratos bilaterales o participante solo en el mercado *spot* hacen sus ofertas

7 | Si bien para el caso colombiano los generadores envían al mercado un precio de oferta, para el caso de Ecuador estos declaran sus costos de producción sujetos a un proceso de verificación.

8 | Como la pérdida de la capacidad no utilizada y la prohibición de participar en futuros procesos de subasta.

Figura No. 3
Subastas Explícitas



para adquirir los derechos físicos sobre la interconexión por un periodo de tiempo determinado y pagan el precio resultante del proceso de subasta (PA), adquiriendo una fracción o la totalidad de la capacidad subastada (Mwa).

No obstante, en el caso de los Países Miembros de la CAN, donde en general operan mercados diarios de electricidad, el implementar Subastas Explícitas no permite lograr los objetivos de integración buscados en la medida en que unos pocos agentes del mercado adquieren el derecho sobre el uso de la interconexión.

Subastas Implícitas: Este mecanismo requiere como mínimo la existencia de un mercado de electricidad en uno de los lados de la interconexión. En este caso, la capacidad de la línea se subasta de acuerdo con las ofertas de los agentes generadores en el mercado *spot* en orden de mérito hasta copar la capacidad de la línea.

Como se presenta en la figura 4, los agentes del mercado B que requieran utilizar la capacidad de la línea de interconexión envían ofertas de precios al operador del mercado importador. Los recursos que resulten asignados en el proceso de subasta, se pagan a un precio marginal (PAB), que resulta del último precio ofertado hasta completar la capacidad de la línea. El beneficio

neto obtenido por el mercado exportador está dado por el área sombreada dada por $(PB - PAB) * Q_{AB}$

Market Splitting (despacho económico coordinado): Es un mecanismo que responde al objetivo de tener en el largo plazo un único precio (mercado único) en la región. El precio resultante del mercado es el precio marginal que se obtiene de la interacción de las curvas de oferta y demanda de los sistemas interconectados, razón por la cual permite que la dirección de los intercambios esté determinada por el diferencial de precios de cada uno de los mercados sin que medie la participación de terceros. Es decir, la capacidad de transporte es automáticamente asignada tal que la diferencia de precios entre los países interconectados es minimizada, lo cual se aproxima al resultado de un mercado perfectamente competitivo, en el cual cada uno de los Países Miembro ofrece la energía a los demás a su costo marginal.

Es aplicable en tres tipos de situaciones:

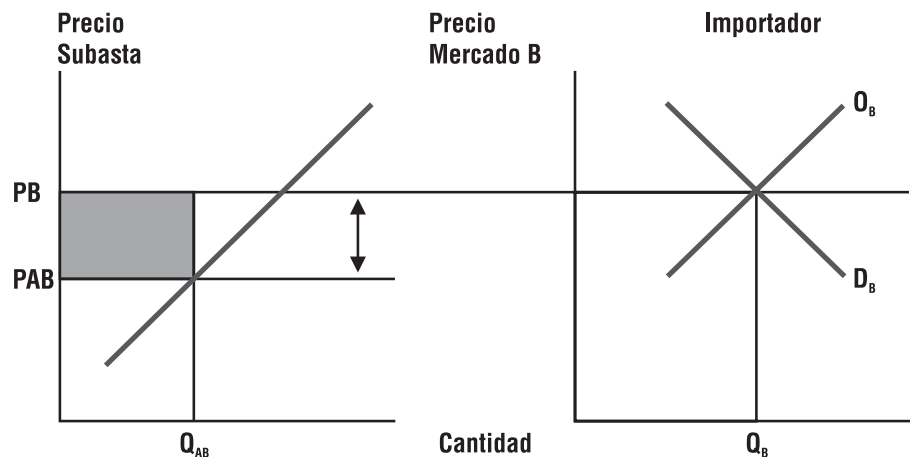
- Para el manejo de restricciones que se presentan al interior de un sistema

eléctrico. Aplicada en el mercado Nórdico y algunos mercados al interior de los Estados Unidos.

- Cuando existe un mercado organizado de corto plazo en uno de los lados de la interconexión (caso España – Francia).
- Cuando existe mercado organizado de corto plazo en los dos lados de la interconexión, existiendo diferentes precios de cada lado de la línea congestionada, (caso Ecuador-Colombia).

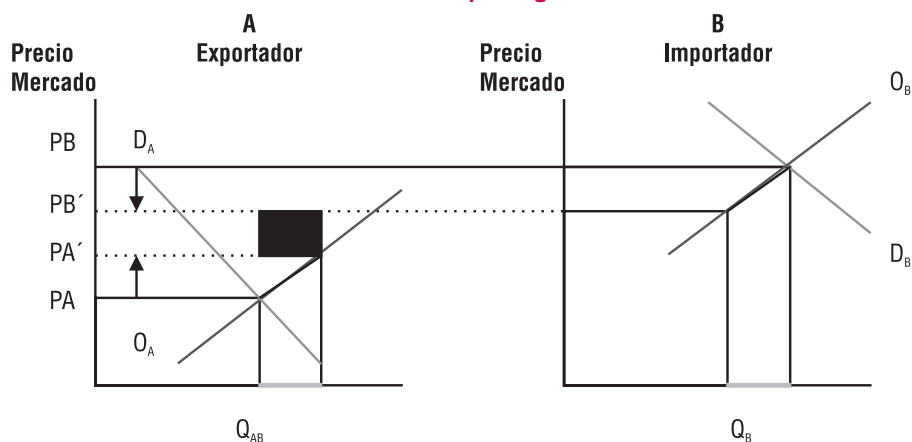
Si se supone la existencia de un mercado de energía *spot* organizado en los dos sistemas unidos por la interconexión y sin congestión en dicho enlace, el precio marginal sería el mismo para ambos sistemas interconectados como producto de la interacción de las curvas de oferta y demanda de ambos sistemas, los cuales podrían ser considerados como un único sistema. No obstante, este es un caso ideal, pues las líneas siempre poseen un límite de transferencia (capacidad limitada) implicando la existencia de congestión en los enlaces. La figura 5, muestra el tratamiento de la congestión bajo el mecanismo de *Market Splitting*.

Figura No. 4
Subastas Implícitas

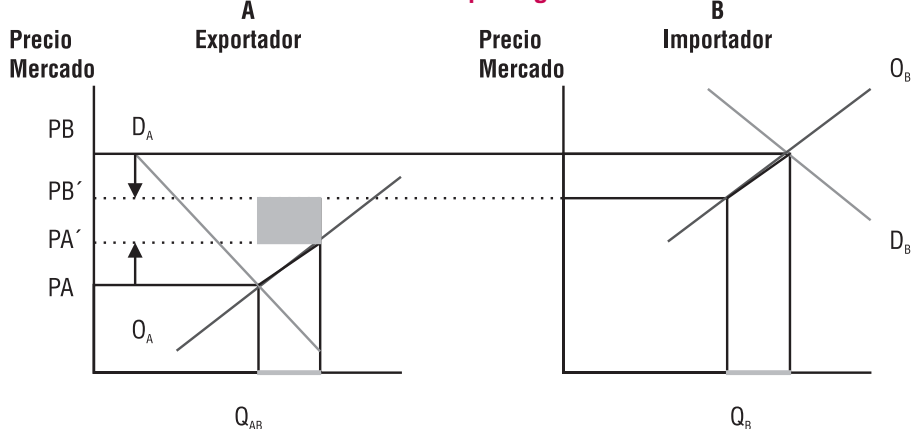




**Figura No. 5
Market Splitting**



**Figura No. 6
Market Splitting**



Si suponemos el caso de dos sistemas eléctricos A y B unidos por una línea de interconexión cuya capacidad de transporte es T_{AB} y los precios en cada país son respectivamente P_A y P_B , tenemos que:

Si P_A es menor que P_B , la asignación óptima de los recursos implica que la transferencia de electricidad a través de la interconexión se dará de A hacia B.

Esta condición incrementa la producción en el país A y una reducción de la misma en el país B, correspondiente a la energía transferida por la línea T_{AB} . El costo marginal en el país A podría incrementarse de P_A a P_A' , mientras que en la zona B se espera una disminución en el precio de P_B a P_B' .

El beneficio neto de la transferencia de electricidad (rentas de congestión) estaría dado por $(P_B' - P_A') * T_{AB}$ el cual

dada la condición de generador adquirida por la interconexión, implica que dicha diferencia es equivalente a la recibida por cualquiera de los generadores instalados en el país importador las cuales se denomina comúnmente rentas inframarginales.

Para el caso del país B el beneficio viene dado por la diferencia en el costo marginal sin interconexión y con interconexión, esto es $(P_B - P_B')$, multiplicado por la energía total transada en el mercado B y no solo por la cantidad importada, dado que toda la energía negociada en el mercado spot del país importador es valorada al nuevo precio P_B' .

De lo anterior se concluye que dadas las características de los mercados de energía existentes en los Países Miembros de la CAN y las disposiciones

contenidas en la Decisión CAN-536 el mecanismo de Despacho Económico coordinado (*Market Splitting*) constituye una solución eficiente al problema de congestión dando cabal cumplimiento a la reglamentación existente y asignado los beneficios de la interconexión de manera adecuada a cada uno de los países, Siendo este el modelo adoptado por Colombia y Ecuador en sus respectivas reglamentaciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad.

PRINCIPALES RESULTADOS DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD ENTRE COLOMBIA-ECUADOR

A continuación se presentan algunos de los principales resultados de las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- entre Colombia y Ecuador, para el periodo marzo 2003-febrero 2005.

La tabla 1 muestra los resultados totales de las TIE para el periodo marzo-2003 febrero 2005, es importante destacar que dadas las transacciones en energía de 3222 GWh, el factor de utilización de los enlaces internacionales es superior al 90%, situación acorde con el objetivo del modelo adoptado.

Las exportaciones realizadas por Colombia han alcanzado un valor cercano a los 250 millones de Dólares y aproximadamente 3800 GWh, que si se considera una demanda mensual promedio de energía para el mercado ecuatoriano de 1050 GWh, tenemos que las transacciones internacionales representan para Ecuador aproximadamente el 13% de su demanda total, siendo este un valor altamente significativo.

La tabla 2, muestra la evolución anual de las rentas de congestión recibidas por Colombia como resultado

Tabla No. 1
Resultados transacciones internacionales de electricidad

Año	Energía (Gwh)		Valor en Millones de US\$	
	Exportación	Importación	Exportación	Importación
2003	1129	67	80.60	2.30
2004	1681	35	135.60	0.77
2005	957	13	87.60	0.33
Total	3767	115	303.80	3.40

Fuente: ISA

Tabla No. 2
Rentas de congestión

Año	Millones de USD
2003	44.6
2004	77.3
2005	47.7
Total	169.6

de las transacciones internacionales, las cuales a en el período marzo de 2003 a julio de 2005 han alcanzado un valor cercano a los 170 millones de Dólares.

Para el caso de Ecuador la grafica 1 muestra los beneficios obtenidos como resultado de la disminución del costo marginal del sistema, el cual a diciembre de 2004 alcanzó un valor cercano a los 220 US\$ millones.

Para el caso de Ecuador los resultados obtenidos con la interconexión solo podrían ser logrados de manera autónoma construyendo

una planta de generación de ciclo combinado con una capacidad cercana a los 300MW y un costo total aproximado de 150 millones de dólares, inversión muy superior a los aproximadamente 13 millones de Dólares invertidos por este país en la interconexión.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos de las TIE ratifican que el modelo de Despacho Económico Coordinado adoptado por la Decisión 536 de la CAN, logra el objetivo fundamental de eficiencia en el uso de los recursos de generación y transmisión.

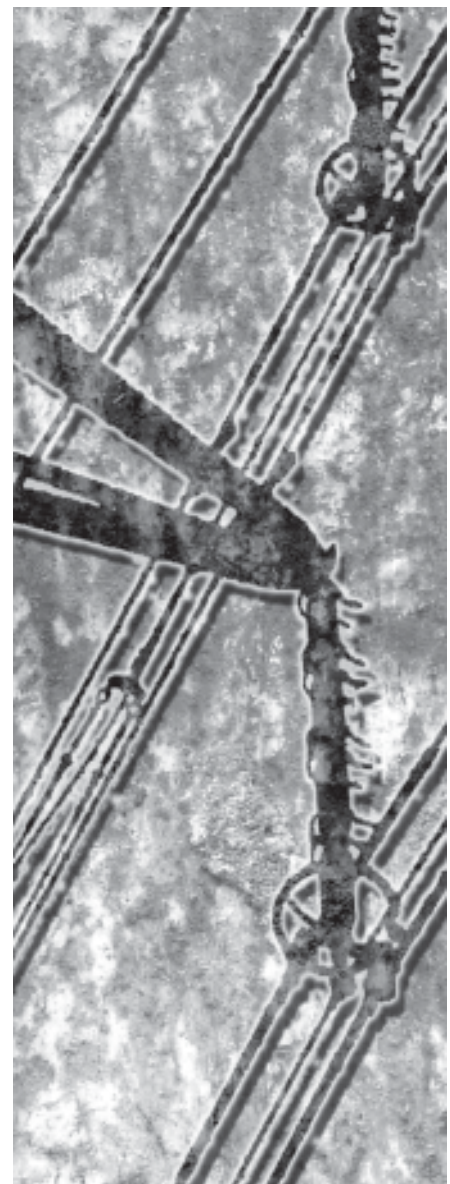
La asignación de las rentas de congestión al país exportador es el único mecanismo que da cumplimiento a las disposiciones contenidas en la Decisión

CAN-536 al ser un resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado.

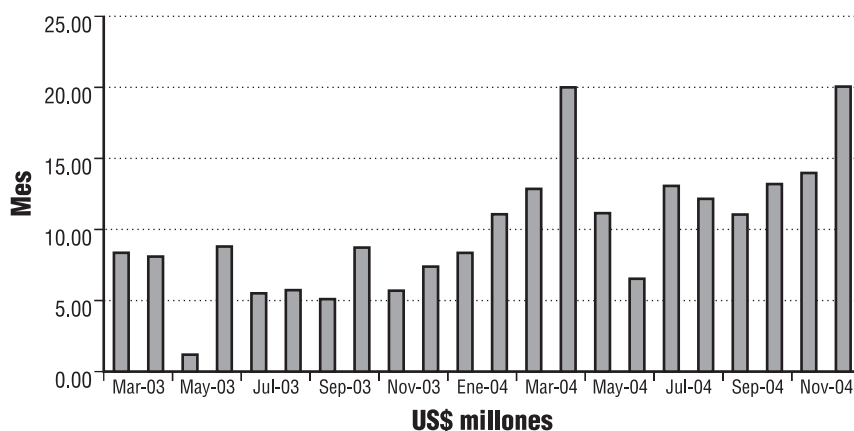
BIBLIOGRAFÍA

Huidobro, M, Presidenta del Comité de Dirección de EuroPEX -Memorias Encuentro entre Reguladores Europeos e Iberoamericanos Madrid, 24 de Mayo de 2001.

Joskow, P y Tirole, J. (2000), «Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks» Rand Journal of Economics, 31(3), 2000.



Gráfica No. 1
Beneficios para Ecuador por disminución en el costo marginal del mercado



Fuente: CONELEC



Contexto y debates de las interconexiones energéticas internacionales¹

Edgar Hernán Cruz Martínez

Ingeniero Electricista

Universidad Nacional de Colombia.

Candidato Magister en Regulación

Universidad de los Andes.

Integrante del Grupo de Investigación del

Sector Eléctrico Colombiano GRISEC

Facultad de Ingeniería Universidad Nacional.

Al existir diferentes grados de avance en materia de regulación entre los países, la armonización de las normas generales que rigen los intercambios energéticos internacionales, se ha constituido en el medio para facilitar que la interacción entre los mercados nacionales se acentúe.



Las interconexiones energéticas, así como las demás interconexiones de infraestructura, se han constituido en un tema de reciente impulso debido a que han existido evoluciones en diversas áreas. En el área de la política, los acuerdos de integración; en la tecnológica, la irrupción de avanzados sistemas de control y los ciclos combinados en generación y la masificación del gas natural; en la ambiental, se crea la necesidad de hacer un mejor uso de los recursos naturales y en la económica, las teorías y las metodologías aportadas para la creación y conformación de mercados y de asignación de costos.

La armonización de los marcos regulatorios debe responder a la creación de escenarios para el intercambio de excedentes de energía, la optimización de costos de producción, la mejora en la estabilidad de los sistemas y a asegurar la complementariedad de recursos como la electricidad y el gas; todos estos objetivos y ventajas que se atribuyen a la integración

Las preguntas que surgen al respecto son ¿Para que interconectar? ¿Cuál es la función objetivo de las interconexiones? Desde la lógica de mercado se puede

responder con: Proveer señales óptimas para expansión y ubicación de centros de generación, aumentar la confiabilidad, complementariedad (por ejemplo los periodos de lluvia son alternados en Colombia y Ecuador) y mejor uso de los recursos, lo cual debe redundar en aumentar el bienestar de los usuarios y aumentar la competitividad de los sistemas productivos².

RECURSOS E INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA

América Latina es una región poseedora de recursos energéticos significativos a escala internacional (ver tablas 1 y 2) a partir de este reconocimiento, el uso y disfrute de los mismos están asociados a los modelos con los cuales se plantea la integración, sobre todo en tiempos en que los capitales están buscando ampliar los mercados. Al respecto, con los planteamientos surgidos en los foros

- 1 | Versión actualizada de la ponencia que con el mismo nombre se presentó en el seminario sobre Servicios Públicos Domiciliarios organizado el Observatorio Colombiano de Energía en Noviembre del 2004.
- 2 | Las interconexiones existentes tanto eléctricas como gasíferas, entre la Costa Atlántica y el interior en Colombia desarrolladas en los ochentas y en los noventas son un ejemplo de un proceso de interconexión energética que permitió integrar dos regiones.



Tabla No. 1
Capacidad instalada de energía eléctrica

Capacidad Mundial Instalada de Energía Eléctrica MW								
Región	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Oriente Medio	84.927	85.599	86.417	88.430	92.471	96.073	101.165	105.197
Europa Oriental y Común. Estad. Ind.	436.494	431.459	428.446	426.725	424.680	424.501	427.312	427.918
Norteamérica	912.980	920.922	930.539	929.520	924.397	936.024	964.621	1.001.891
América Latina	147.841	151.960	159.612	166.783	173.787	179.767	189.979	194.673
África	87.624	90.498	93.309	96.622	97.962	100.085	105.452	102.254
Europa Occidental	589.125	592.373	603.949	614.810	617.670	633.901	648.593	654.469
Asia y Pacífico	683.828	719.533	765.288	809.685	855.231	897.696	937.045	978.816
Total	2.942.819	2.992.344	3.067.560	3.132.575	3.186.198	3.268.047	3.374.167	3.465.218
Colombia	10.063	10.601	11.027	11.896	11.592	12.581	13.169	13.470

Fuente: UPME 2004 Boletín Internacional Minero Energéticas

multilaterales se puede establecer, que la integración se vuelve un problema de creación de mercados competitivos en donde se requieren garantías para los inversionistas, ya que se consideran como inexistentes las barreras tecnológicas, geográficas y de posesión de recursos.

Para que estos recursos lleguen a la demanda, los sistemas de interconexión son los elementos físicos que aseguran el desarrollo de los mercados y la confiabilidad del suministro. Se reconoce que en la medida en que aumenten los intercambios, se hará necesaria la construcción de más redes para mejorar la confiabilidad. En la tabla 3 se presenta como ejemplo las interconexiones existentes en la Comunidad Andina.

“La existencia de una infraestructura energética adecuada es una condición indispensable para la transferencia de la energía y, por lo tanto, constituye un previo requerimiento para asegurar flexibilidad, mayor seguridad de suministro y eventualmente un mercado energético integrado. El desarrollo de una infraestructura energética que se extienda a toda la Comunidad (Andina)

Tabla No. 2
Reservas de gas natural

Reservas Mundiales de Gas Natural Trillones de Metro						
Región	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Oriente Medio	53,17	52,05	59,81	71,36	71,69	71,72
Europa Oriental ¹	62,25	61,71	61,56	61,84	61,86	62,30
Norteamérica ²	7,19	7,27	7,49	7,63	7,32	7,31
América Latina	6,43	6,89	6,98	7,12	7,22	7,19
África	10,77	11,49	12,45	13,09	13,68	13,78
Asia (Lejano Oriente)	10,78	11,26	11,55	13,08	13,38	13,47
Total	150,59	150,67	159,84	174,12	175,15	175,77
Colombia	0,20	0,19	0,13	0,13	0,12	0,11

Fuente: UPME 2004 Boletín Internacional Minero Energéticas

debería avanzar tomando en cuenta la necesidad de reconciliar dos imperativos: primero, las operaciones de infraestructura deben satisfacer (y seguir cumpliendo con) criterios económicos y comerciales mínimos de viabilidad; segundo, esas operaciones, donde el costo es importante, deberían ser los principales factores que promueven una mayor integración del mercado energético de la Comunidad³.

CONTEXTO DE LA INTEGRACIÓN

Desde la cumbre de las Américas, realizada en Miami en 1994, el plan de

acción para la constitución de un área de libre comercio para las Américas definió como directriz en la dimensión energética el “promover la cooperación energética regional y el desarrollo de políticas y marcos que facilitarían la inversión privada en el sector energético”. A partir de esta orientación, los países miembros diseñaron la Iniciativa Energética Hemisférica, IEH, estrategia que ha propendido por la definición de un mecanismo de diálogo político y una agenda para fomentar la

3 | Utilización de la experiencia Europea en la superación de las barreras a la integración energética latinoamericana y el caribe, OLADE (2000).



Tabla No.3
Interconexiones operativas, en construcción (C) y en estudio (E) en la Comunidad Andina

Interconexión	Países	Tensión (KV)	Potencia (MW)
Cuestecitas - Cuatricentenario	Colombia - Venezuela	230	150
Tibú - La Fría	Colombia - Venezuela	115	80
San Mateo - Coroza	Colombia - Venezuela	230	150
Puerto Carreño - Puerto Páez	Colombia - Venezuela	34.5	15
Cúcuta - San Antonio Táchira	Colombia - Venezuela	13.8/34.5	15
Arauca - Guasdalito	Colombia - Venezuela	13.8	15
Ipiales - Tulcán	Colombia - Ecuador	115/138	160
Pasto - Quito	Colombia - Ecuador	230	250
Betania - Santa Rosa (C)	Colombia - Ecuador	230	250
(E)	Colombia - Panamá	500 (en DC)	250 - 300
Machala - Zorritos (E)	Ecuador - Perú	230	60
La Paz - Puno (E)	Bolivia - Perú	230	150

Fuente: CIER 2004 Interconexiones Eléctricas Regionales Sudamericanas. Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones aprendidas. Elaboración Autor.

integración. La IEH ha servido para impulsar los procesos de transformación que ya venían aconteciendo en los países de la región en el sector energético.

En una mirada temporal, la Iniciativa Energética Hemisférica (IEH) se encuentra en un primer momento de desarrollo a través de los acuerdos regionales (CAN, MERCOSUR, PLAN PUEBLA PANAMÁ, IIRSA), los cuales están propendiendo por acciones que intensifiquen los intercambios a nivel subregional como una etapa previa para la integración continental.

La integración en lo energético y el desarrollo de infraestructura regional de transportes y telecomunicaciones, se entienden como mecanismos para asegurar el aumento de la competitividad de la región latinoamericana en el escenario internacional, por la articulación de territorios para facilitar el acceso a mercados de materias primas e insumos a centros de producción (incluyendo recursos naturales, energía, productos intermedios, información y servicios, y fuerza laboral); y el acceso de

la producción a centros de consumo nacionales e internacionales.

Los ejes de la integración energética se cruzan con varios criterios asociados con la integración en general: Medio ambiente y sostenibilidad, inversiones, y temas específicos del sector como la estructura regulatoria y el impacto social del disfrute de la energía.

Desde la teoría regulatoria, si la regulación se basa en el poder de coerción de los Estados ¿Cómo evaluar esta definición a la luz de operaciones e inversiones que exceden sus fronteras? Una primera respuesta, es identificar como en las cumbres de presidentes se manifiesta "We recognize the primary role of governments in the implementation of the Plan of Action"⁴, es decir, se reconoce que el rol de los gobiernos es primordial para impulsar los procesos que conlleven a la integración regional. Sin embargo, esta respuesta se considera parcial y la práctica ha abierto las puertas para que instancias supranacionales sean las que impulsen los procesos y diriman las diferencias entre las partes.

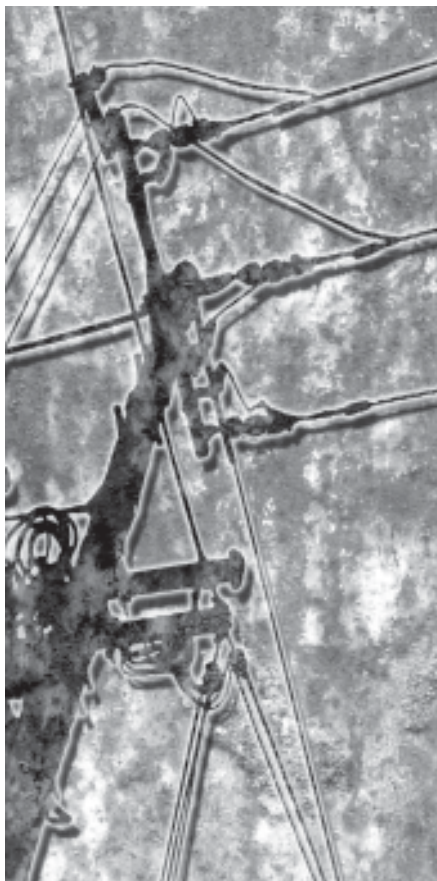
En el ámbito institucional, los acuerdos marco de la integración están abriendo campo a la conformación de entes y normativas supranacionales de control y monitoreo de los procesos, como la creación para la Comunidad Andina por medio de la decisión 536 de 2002 del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad conformado por los organismos reguladores de los países miembros del acuerdo. Entonces, a partir de lo que significa la creación de entes reguladores supranacionales ¿cuál va a ser la relación de estos nuevos entes con los diversos grupos de interés que compiten por maximizar su bienestar o su ganancia, es decir, los inversionistas, los gobiernos, los usuarios y las entidades multilaterales de crédito?

Dentro de los aspectos de contexto de la integración energética hay una identificación de varios autores relacionada con la coordinación de las acciones en el área energética con otros

4 | Plan of Action, Summit of Americas. Quebec, 2002.



aspectos de la integración económica y política de la región: ‘Partimos de la tesis de que toda política realmente integracionista debe ser una integración económica al servicio de la transformación productiva con equidad, que permita elevar la calidad y los niveles de ingresos de la población, que contribuya al crecimiento económico con redistribución social; pero también debe entenderse como una integración de políticas de carácter estratégico de los países atrasados como los nuestros, para conformar plataformas que permitan mejores condiciones de negociación con los organismos internacionales multilaterales, con el gran capital internacional de los países llamados industrializados, las transnacionales, los distintos bloques económicos que si bien desarrollan políticas de libre cambio al interior de sus países miembros, son sumamente restrictivas en sus relaciones con terceros países’⁵.



El proceso de interconexiones recientemente desarrollado en la Comunidad Andina tiene importantes referentes en los procesos adelantados entre los países de la Unión Europea y en MERCOSUR. En la Unión Europea el camino para crear un mercado común para el sector eléctrico se ha consolidado con la expedición de la directiva Europea 55 del 2003, sobre las ‘normas comunes para el mercado interior de la electricidad’, que prevé una apertura gradual del mercado eléctrico para que el 1 de Julio del 2007 cualquier usuario pueda escoger su proveedor de electricidad. En el caso de MERCOSUR, los países miembros han construido una infraestructura que permite los intercambios de electricidad y gas entre sus países miembros.

ETAPAS DE LA INTEGRACIÓN

En una visión de largo plazo «en el subsector eléctrico, en la transición de esquemas de integración en América Latina se pueden identificar tres etapas:

- i. La primera, en donde se realiza una interconexión física entre dos países y las empresas ofrecen parte de su producción (volumen y precio) en un punto fronterizo para que sea considerada dentro de las posibilidades de compra por el país importador. Bajo este esquema, que fue el común denominador en la etapa previa a la reestructuración del sector energético, no es relevante una simetría de los marcos regulatorios. Por lo general, estas transacciones se realizaban entre empresas estatales y los pagos se efectuaban en moneda, o bien, con energía.
- ii. La segunda etapa corresponde a una operación coordinada entre los sistemas nacionales interconectados, que bajo criterios técnicos y

económicos, buscan reducir sus costos totales de producción. En este caso aparecen los mercados mayoristas y es posible la compraventa de energía entre empresas energéticas o grandes usuarios del sistema. Las simetrías mínimas en los marcos regulatorios surgen como una necesidad de igualar las condiciones comerciales y eliminar barreras que desvirtúen el comercio energético entre los países.

- iii. Una tercera etapa podría estar enmarcada en un contexto de mercado regional, en donde las fronteras energéticas estén abiertas a los agentes que participen de las cadenas subsectoriales. También sería factible la realización de una planificación indicativa que envíe señales a los inversionistas sobre las oportunidades de negocios en la región. Para ello, se requeriría un mayor grado de madurez en los mercados energéticos⁶.

En el ámbito institucional, los acuerdos marco de la integración están esbozando la conformación de entes y normativas supranacionales de control y monitoreo de los procesos de la integración, como la creación para la comunidad andina por medio de la decisión 536 del 2002 del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad conformado por los organismos reguladores de los países miembros del acuerdo.

En cuanto al enfoque, las formas y los mecanismos que deben fomentar los procesos de la integración, se reproduce en la literatura el debate sobre el rol del

5 | Zaconetti, Jorge Manco. Las Políticas Energéticas de la comunidad Andina. 2003.

6 | Utilización de la experiencia Europea en la superación de las barreras a la integración energética latinoamericana y el caribe. OLADE 2000.

Estado o de los mercados para consolidar la integración, en la tabla 4 se contrastan estas visiones. Los antecedentes a este debate vienen cuestionando si los países deben o no confiar el abastecimiento de un recurso estratégico como lo es la energía a otro país. Un ejemplo reciente de este debate se presenta en Chile, en donde se discute si debe incentivarse nuevamente la generación hidroeléctrica o térmica basada en carbón, por las limitaciones del suministro del gas natural proveniente de la Argentina.

Los aspectos que se han evaluado una vez cuando ¿Cómo valorar e incorporar en los análisis de integración las asimetrías existentes entre los países? Algunos de estas asimetrías son Precios de referencia de corto y largo plazo de cada país, capacidad instalada por país, reservas energéticas, perfiles de demanda entre otros.

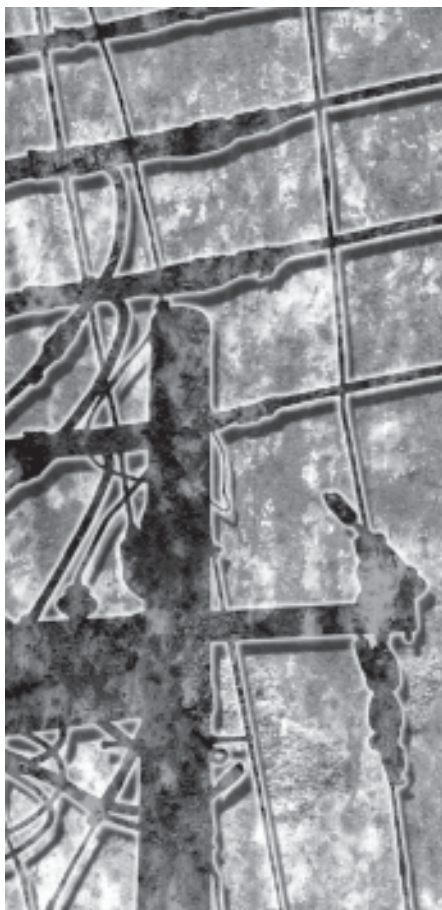


Tabla No.4
Temas de debate de la integración

	Visión del Mercado	Visión del Estado
Armonización regulatoria	Autonomía en tarifas básicas.	Estándares regionales en la fijación de precios de sustitutos.
Inversiones e incentivos	Favorecer participación sector privado	Sector público
Dependencia	Diseñar reglas que permitan cumplir acuerdos. Garantías.	Mantener alternativas al interior de los países (reflejadas en planes de expansión)
Carácter Bien transado	Commodity	Servicio público
Estructura institucional	Nuevos actores regionales	Consolidación entes nacionales

Fuente: Cruz Edgar, Rizo Yuri (2003) Paper Maestría en Regulación Universidad de los Andes

RETOS DE LAS INTERCONEXIONES

Se considera que el principal reto es la previsión de las medidas, las normas y las instituciones que van a actuar en un complejo escenario de intercambios basado en mecanismos de mercado, en donde no solo existirán mercados entre sistemas, como el actual entre Colombia y Ecuador, sino que también existirán mercados entre agentes, cuyo diseño debe asegurar la maximización del bienestar de la sociedad⁷.

Diseño de políticas energéticas regionales y asignación de rentas y uso racional de los recursos:

Retos regulatorios⁸: Este reto está relacionado con que algunos países de la región no tienen marcos regulatorios que posibiliten el funcionamiento de mercados o que favorezcan las interconexiones energéticas internacionales ya que el marco para el comercio internacional de los energéticos debe ser coherente con el marco para el mercado interno⁹. Si bien la reestructuración se ha dado en algunos

países, el avance para la aprobación y ejecución del marco propuesto ha sido desigual.

Al existir diferentes grados de avance en materia de regulación entre los países, la armonización de las normas generales que rigen los intercambios energéticos internacionales, se ha constituido en el medio para facilitar que la interacción entre los mercados nacionales se acentúe.

Las reglamentaciones comunes a diseñar deben facilitar los contratos entre las empresas, en materia de peajes, precios y tarifas, despacho de carga y planificación subregional, entre otros temas.

Otro reto importante es cómo gestionar las fallas de mercado y las fallas regulatorias en un mercado integrado. En la perspectiva de conformación de un Mercado Europeo uno de los puntos

7 | En el esquema de intercambios por sistema, el sistema o país comprador identifica como vendedor al sistema de otro país., mientras que por agentes, el comprador es una firma ubicada en un país diferente al de la firma que realizaría la venta.

8 | Referencia: El potencial energético de la subregión andina como factor estratégico para la seguridad energética regional y hemisférica. CAN OLADE CEPAL 2002.

9 | Por ejemplo, cuando vender o no vender en función a la disponibilidad del recurso en el país vendedor.



tratados por la Unión Europea y que debe ser tenido en cuenta en la integración de los mercados eléctricos en Latinoamérica es la de tomar medidas para evitar reducir la posición dominante de algunas compañías generadoras. Estas medidas incluyen el lograr una mayor integración de los mercados, cambios en los diseños de mercado que beneficien agentes dominantes y división empresarial o enajenación de activos. Además de un estricto control sobre las futuras fusiones empresariales.

Desde el esquema de mercado se requiere un esquema de formación de precios de la forma de mercado competitivo ya que, por ejemplo, el precio de los combustibles «subsidiado» en Venezuela, haría que este pusiera un precio que no refleje los costos de prestar el servicio.

Por las características de nuestros sistemas en donde hay una importante participación de generación hidráulica, se prevé que el manejo del agua permita que se presenten costos especulativos, en esta perspectiva es necesario desarrollar metodologías que permitan el manejo de especulación dominante que se pueda presentar por un agente o un grupo de agentes.

Capacidad de transmisión. Los sistemas de transmisión de energía eléctrica han sido diseñados para servir un patrón de consumo determinado por las dinámicas nacionales y en la actualidad dichos sistemas no son lo suficientemente fuertes para ajustarse a la operación de una interconexión internacional. Por esto, uno de los retos de las interconexiones es lograr que su capacidad de transmisión responda a los requerimientos de confiabilidad que requieran los futuros intercambios transfronterizos.

Por ejemplo, el sur de Colombia, una de las zonas más vulnerables a fallas por

estar en una cola del STN, se ha beneficiado y se beneficiará con las líneas en construidas y en construcción entre Colombia y Ecuador ya que esto ha permitido mejorar la confiabilidad del suministro.

En el caso centroamericano, las líneas de interconexión actual tienen una capacidad limitada para efectuar transferencias (hasta 50MW) y uno de los retos de la línea centroamericana impulsada por el proyecto SIEPAC, es lograr que las transferencias aumenten hasta los 300MW.

Para el Mercosur la disponibilidad de líneas de transmisión eléctrica es una barrera al proceso de integración debido a que las redes existentes están llegando a su máximo límite de operación, lo dificulta no sólo las posibilidades de una interconexión internacional, sino la propia operación de los sistemas interconectados nacionales.

Adicionalmente, las grandes longitudes y la debilidad de los enlaces provocan que la red regional existente sea muy vulnerable a perturbaciones en el sistema eléctrico, por lo que los márgenes de seguridad operativa son muy reducidos. Dichas características limitan considerablemente las cantidades de potencia y energía que podrían ser transferidas, especialmente cuando se trata de transferencias entre países no fronterizos¹⁰. Más aún, el riesgo de interrupciones del servicio a nivel nacional y subregional se incrementa y consecuentemente la propia interconexión se constituye en un elemento que podría disminuir la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico de no tomarse las medidas correspondientes.

Otros retos alrededor de la integración son el diseño de esquemas financieros viables para los proyectos y los mecanismos para dar señales para inversión oportuna en G y T para mantener la confiabilidad del suministro y evitar apagones como los ocurridos

en el 2003 entre Canadá y Estados Unidos; e Italia y Suiza. Adicionalmente, es importante definir la forma a través de la cual la remuneración por potencia disponible en generación, el costo de racionamiento y el control de frecuencia van a pensarse e implementarse en forma regional.

ANÁLISIS DE CASO: EL DISEÑO DE MERCADO ACTUALMENTE EXISTENTE ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR

El sistema TIES (Transacciones internacionales), operativo entre Colombia y Ecuador desde 2003 busca el beneficio mutuo de los países, a través de la complementariedad¹¹ este beneficio es mayor entre las partes en la medida en que la capacidad de los sistemas sean iguales (se respalda en el mismo porcentaje); también busca la reducción de costos en el país importador y la oportunidad de exportación para la contraparte. Este sistema, establece que cada país debe estar dispuesto a comprar energía al precio marginal interno (cierre de bolsa interno, incluyendo la demanda importada, como la de un generador adicional) y que a su vez debe estar dispuesto a exportar a su costo real la energía; de tal forma que la transacción genere el margen para cubrir los costos del proyecto de interconexión o de peaje por el uso de la línea.

El funcionamiento del esquema ha permitido que Colombia exporte energía que equivale al 4% de su demanda y Ecuador importe energía que equivale al 14% de su demanda. Entre Marzo del 2003 y junio de 2005, las

10 | Colombia con la interconexión existente puede exportar 250MW pero Ecuador por restricciones en su sistema no puede exportar más de 180MW hacia Colombia. Fuente Plan de electrificación 2004-2013 de Ecuador Capítulo 6 Pag. 4.

11 | Entendida como lograr un respaldo entre sistemas por desfase entre las curvas de disponibilidad de recursos energéticos.



ventas energía eléctrica ascendieron a 3608GWh que representaron USD\$ 288,5 millones¹² y el ahorro por parte de Ecuador entre marzo del 2003 y febrero del 2004 de US\$82.6 millones por concepto de compra de combustibles.

Un resultado del modelo TIES es que entre mas alta sea la cantidad de energía transada entre las partes; los precios de cierre de la bolsa se traten de igualar y la diferencia entre los precios de los países, descontando el costo del transporte de la energía por la línea es lo que se denomina renta de congestión. La renta de congestión es una ganancia para el país exportador que se matiza porque el país vendedor tiene una pérdida ya que el precio de cierre de su bolsa se incrementa (Delta en precio de bolsa aplicado a la demanda que se transa en la bolsa del país exportador, pérdida que paga finalmente el usuario).

Este modelo logra para el exportador poder conocer la

disponibilidad a pagar del importador, y le da un incentivo a restringir la capacidad de las líneas de interconexión para aumentar las rentas de congestión, la cual debería retribuirse al usuario del país exportador (actualmente en Colombia, se le devuelve al usuario el 20%, ya que disminuye las restricciones bajando la tarifa; el 80% temporalmente se lleva al FOES).

En la situación actual, el país exportador, recibe un ingreso por la disponibilidad de recursos hídricos (ingreso de generación para los generadores); una renta de congestión como ganancia para el país y una pérdida por el aumento del precio de cierre de la bolsa interna. Esta pérdida puede ser mayor en periodos secos ya que se emplearon los recursos de agua en periodo de abundancia para atender el país vecino.

Lo anterior genera una expectativa de generación con recursos alternos como es el caso del carbón y del gas y es ahí en donde se hubiese requerido mas cuidado en la evaluación económica de los beneficios de la interconexión, puesto que para grandes transportes de energía podría ser más económico exportar gas que electricidad, ya que exportar energía eléctrica es más costoso por el costo del medio físico (tubo de más diámetro ó mayor nivel de tensión).

El regulador debe tener en cuenta adicionalmente que en el mercado Colombiano la exportación encarece el precio para la empresas que solo transan su energía en la bolsa y que debe monitorear esta situación para evitar a alzas excesivas en las tarifas pagadas por los usuarios de estas empresas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El nivel a alcanzar de la evolución de un mercado energético regional

debería permitir la suscripción libre de contratos entre agentes de un país con usuarios del otro, lo que supondría la existencia de reglas comerciales y operativas lo suficientemente claras, un despacho central y de suficiente capacidad de transmisión.

Los análisis de los beneficios de las interconexiones deben tener en cuenta una gran cantidad de variables de tal forma que se pueda tener certeza de que la construcción de un proyecto contribuya a aumentar el bienestar de los ciudadanos de los países implicados.

Como temas para proseguir el estudio de las implicaciones de la integración se proponen:

1. ¿Cómo pensar en un modelo alternativo de integración energética basado en criterios de solidaridad regional y de uso racional de los recursos energéticos?
2. Explorar a la luz de la teoría regulatoria el análisis de las fallas regulatorias y fallas de mercado que se podrían presentar en el proceso de integración energética.
3. ¿Cómo evaluar los costos de transacción políticos y económicos y si realmente se aumenta el bienestar en el marco de la integración?
4. ¿El estado actual de las reformas adelantadas en los países se constituye en una ventaja o en una desventaja para facilitar la integración?

¹² De este monto USD\$ 161.4 millones se traducen en rentas de congestión, de las cuales se han destinado USD\$ 3.5 millones a la demanda internacional del despacho económico coordinado, USD\$ 114.2 millones al Fondo de Energía Social, y USD\$ 43.9 millones al alivio de restricciones asignables a la demanda doméstica de electricidad. Fuente Boletín de Prensa ISA julio 2005.



5. ¿Cuáles son los riesgos de que se configuren posiciones dominantes en un proceso de integración energética en Latinoamérica?
6. ¿ISA privatizada hubiese tenido la relevancia que hoy tiene en la CAN en el desarrollo de la interconexión? y/o a ¿qué costo e incentivos un inversionista privado hubiese hecho estas inversiones?
7. Como pueden influir los avances tecnológicos representados en las tecnologías de generación distribuida en las iniciativas de integración energética regional?

Consejo Ecuatoriano de la Electricidad CONELEC
www.conelec.gov.ec

Cruz Edgar, Higuera Alfredo, Martínez Carlos, Regulación de las interconexiones internacionales en energía eléctrica: avances y perspectivas. Paper para Maestría en Regulación Universidad de los Andes. Bogotá, Mayo del 2004.

Cruz Edgar, Rizo Yuri, Análisis al proceso de integración energética regional. Paper para Maestría en Regulación Universidad de los Andes. Bogotá, Diciembre del 2003.

European Commission, directorate-general for energy and transport directorate C - Conventional Energies Electricity & Gas. Strategy Paper – Outline Medium Term Vision for the Internal Electricity Market. Brussels, 15 October 2002.

Garza G. Alejandro A. «Determinación del Precio Internacional del Petróleo, Opciones para México» . Fondo de Cultura Económica. 1994.

Iniciativa Energética Hemisférica Secretaría Coordinadora, V Reunión hemisférica de ministros de energía: Avances, Retos y Estrategias. Marzo de 2001.

ISA, Gerencia de Mercado de Energía Mayorista Transacciones Internacionales de Energía de corto plazo TIE. Marzo del 2003.

ISA. Boletín de prensa. Julio 26 2005. Disponible en www.isa.com.co

OLADE – «Los Mercados del Gas Natural en la Comunidad Andina. Desarrollo y Perspectivas de Integración». OLADE. Quito, 2001.

OLADE, Utilización de la experiencia Europea en la superación de las barreras a la integración energética latinoamericana y el Caribe. Quito, Septiembre del 2000.

Summit of Americas.
www.summit-americas.org

Ugaz Cecilia, Waddams Catherine, «Utility Privatization and Regulation. ONU and Edward Elgar; 2003.

UPME Boletín Estadísticas Internacionales Minero Energéticas. Bogotá Diciembre 2004.

Vogelsang Ingo. «Optimal Price Regulation for Natural and Legal Monopolies. Boston University, 1998.

Zaconetti, Jorge Manco. Las Políticas Energéticas de la comunidad Andina. Publicaciones CAN. Quito Marzo 2003.

BIBLIOGRAFÍA

Ayala Ulpiano, Millán Jaime, «La Sostenibilidad de las Reformas del Sector Eléctrico en Colombia». Fedesarrollo y Alfaomega, 2003.

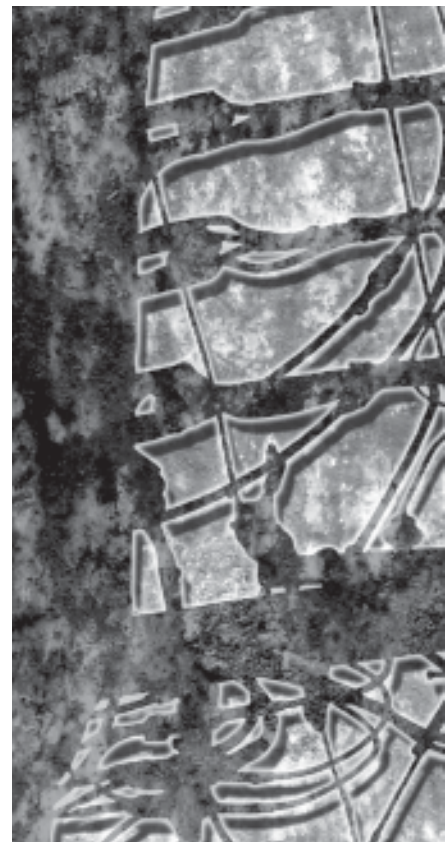
CAN, OLADE, CEPAL y otros, «El potencial energético de la subregión andina como factor estratégico para la seguridad energética regional y hemisférica». Quito Julio 2002

CIER Interconexiones Eléctricas Regionales Sudamericanas. Marco legal y Comercial, Resultados y Lecciones aprendidas. Montevideo, Diciembre 2004.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia www.creg.gov.co Resoluciones 004 2003, 014 y 060 de 2004.

Comunidad Andina
www.comunidadandina.org

CONELEC. Plan de electrificación de Ecuador 2004-2013.





Camisea, solución energética para Perú

María Fernanda Murcia

Economista

Universidad Nacional de Colombia.

Analista Observatorio Colombiano de Energía.

Las opiniones de la autora no comprometen a la entidad donde labora.

Si bien el gas natural contribuye a mejorar la matriz energética de un país debido a que es un combustible más amigable con el medio ambiente y que favorece los costos del servicio para los consumidores, en el caso peruano vemos que la búsqueda de explotación de este energético ha suscitado protestas porque las zonas de explotación del proyecto Camisea se encuentran en las reservas naturales de este país.

En el Perú el gas toma importancia en su explotación en Talara, cambiando las reservas en el año 1984, cuando Shell descubre Camisea. A partir de este momento se incrementan drásticamente las reservas y en el año 2000, después de mucho buscar un agente interesado en la explotación de esta zona, el gobierno transitorio de Valentín Paniagua firmó un contrato de concesión de la misma cuenca.

La explotación de Camisea se estima en unos costos de US\$ 300.000 millones de dólares y ha sido este el tema que ha ocupado a los sectores más importantes de la economía y la política energética peruana. Sería de esperar que el desarrollo de este proyecto representara una profunda transformación en la matriz energética de Perú, al introducir el gas natural como combustible en la zona de mayor densidad de consumo industrial y domiciliario; sin embargo las inversiones van más encaminadas a exportar este energético hacia Chile, Ecuador y México que a masificar los diversos usos del hidrocarburo.

A pesar de las altas reservas y los actuales niveles de producción de gas natural, no es nuevo señalar que Perú es un país deficitario en materia gasífera y

petrolífera, ya que consume mucho más de lo que produce internamente, además, en el estado peruano no se encuentra muy desarrollado el mercado de gas natural a nivel residencial, comercial e industrial; por lo tanto la infraestructura energética de Perú requiere de la importación de hidrocarburos para su funcionamiento.

Adicionalmente la explotación de esta importante zona se ha visto abatida por problemas medioambientales, ya que a pesar de que se estaría transformando la matriz energética hacia combustibles más limpios y amigables; la explotación se está realizando en medio de grandes reservas naturales de este país y los pozos existentes distantes de estas zonas selváticas, se están viendo estancados o rezagados en su producción por el «boom» que ha generado el desarrollo de este nuevo proyecto.

Resulta de gran importancia evaluar el nivel de reservas, el nivel de producción y la inversión que el estado peruano se encuentra dispuesto a recibir para explorar y encontrar aún mayor cantidad de hidrocarburos. Además, resulta vital revisar la regulación peruana en los temas hidrocarburíferos para evaluar las posibilidades de satisfacer el consumo interno antes de vender el gas natural.



RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL EN PERÚ

Las reservas de gas natural de Perú se encuentran ubicadas en el quinto lugar de las reservas de Latinoamérica¹. La mayor parte de estas reservas son las de Camisea, ubicada en el Cuzco. Se estima que incluyendo las reservas del lote 88, o sea las de Camisea se podría llegar a unos 13 tpc² en reservas posibles.

Cabe resaltar que en los últimos cinco años las reservas de hidrocarburos líquidos en Perú han sufrido una drástica modificación debido a los nuevos yacimientos descubiertos. Según las estadísticas de la British Petroleum y el Ministerio de Minas y Energía de Perú durante los últimos 20 años las reservas probadas de gas pasaron de 0.25 tpc a 8.7 tpc en 2003³, ver el gráfico 1.

El proyecto de explotación de Camisea ubicado en la selva de la provincia de la Convención; Cuzco, a 431 Km. de la ciudad de Lima y conformado por los campos de San Martín y Cashiriari, consiste en la extracción de Gas natural e Hidrocarburos líquidos encontrados en el lote 88 por un período de 40 años.

Sin embargo, el gas natural tiene poca importancia en la producción de

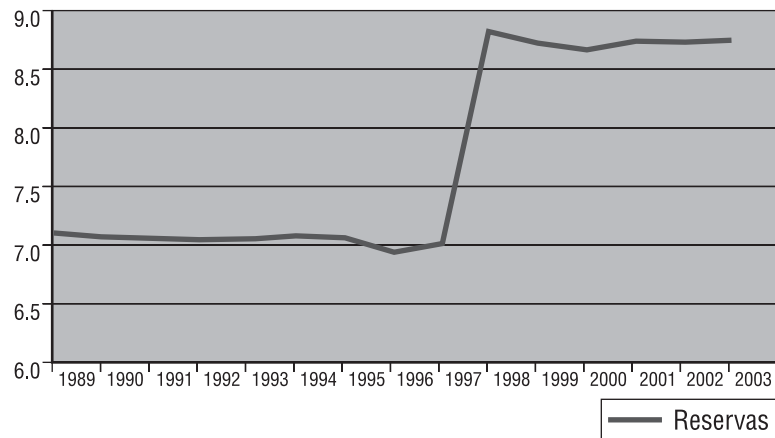
energía eléctrica en el Perú, este participa con menos del 2%. La fuente principal para la generación es el petróleo, que representa el 50% seguido por la leña con 31% y las hidroeléctricas con un 12%; el 5% restante corresponde a los productos derivados de la caña de azúcar y la biomasa⁴.

En el Perú existen cuatro zonas en que se encuentran las reservas de gas natural, de las cuales el 93.21% se concentran en el sureste, región que comprende los campos de Camisea. Las reservas de la zona de Talará, que representan el 1.84% de las reservas totales, difieren del gas de Camisea debido a que este es un gas asociado; la

producción de gas de esta zona noreste atiende exclusivamente la demanda de la misma. El gas natural que se explota en el zócalo continental también se encuentra como gas asociado, sus reservas equivalen al 1.60% de las reservas del país y de la producción de este gas se encarga Petrotech Peruana S.A. El yacimiento de gas que constituye el campo que explota Aguaytía Energy Group se encuentra ubicado en la zona este y mantiene el 3.34% de las reservas de gas peruanas; actualmente la producción de la compañía se realiza principalmente en la Selva y Sierra Central. En el caso del gas natural seco la producción se dirige a la central termoeléctrica propiedad del grupo⁵.

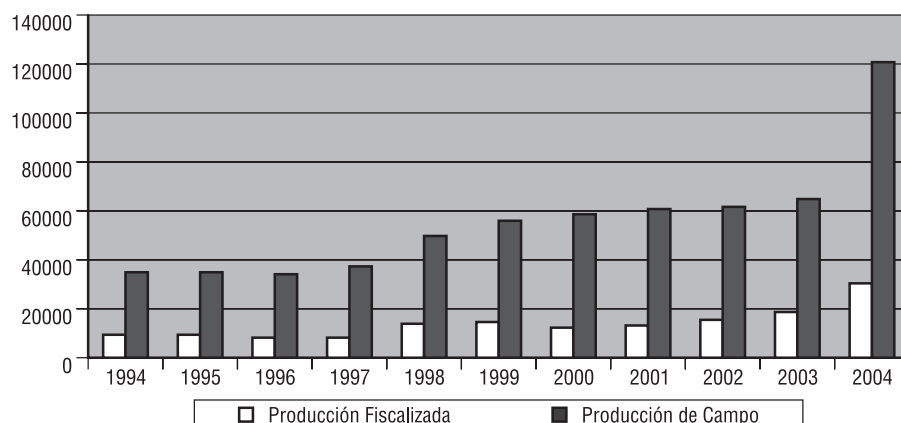
En el gráfico 2 vemos que la producción de Gas Natural de campo tiene un drástico crecimiento el año inmediatamente anterior, esto debido a que el Consorcio Camisea inició operaciones para la producción del gas de esta zona y es que en 2004 la zona de Selva comprendida por Aguaytía y el lote

Gráfico No. 1
Reservas de gas natural 1989-2003 (tpc)



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Ministerio de Minas y Energía de Perú.

Gráfico No. 2
Producción de gas natural (MMcf)



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de Estadística Petrolera 2004. Perúpetro.

1 | CAMPODONICO Humberto. La Industria del gas natural y su regulación en América Latina. En: Revista de la CEPAL. Vol. 68. Agosto 1999. Pág. 143.
2 | tpc: Tera pies cúbicos.
3 | PERUPETRO. Estadística Petrolera. Pág. 48.
4 | CAMPODONICO, Opcit. Pág. 142
5 | TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. Informe de Clasificación. Marzo 30 de 2005. Pág. 12.



88 produjeron el 66.73%, seguida por la zona Noreste con 19.82% y por la zona del Zócalo con 13.45%, confirmando así que el consorcio Camisea incrementó las reservas pero también la producción de una manera radical.

La explotación del gas de Camisea es una pieza fundamental de la política energética peruana ya que ha permitido aumentar las reservas de hidrocarburos e impulsar la reconversión energética hacia combustibles más limpios, además se espera empiece a generar divisas por las exportaciones que se tienen proyectadas.

Perú podría ver cambiar su matriz energética a mediano plazo como efecto de su aprovechamiento del gas natural. Si bien en la actualidad el uso del gas natural como combustible es bajo, la explotación de Camisea y la construcción del gasoducto a Lima involucran cuantiosas inversiones. El abastecimiento de gas al mercado de Lima permitirá la sustitución del Fuel Oil en la generación eléctrica y en la industria, el Diesel Oil y la gasolina usados para el transporte público y posiblemente a mediano plazo el Gas Licuado del Petróleo sea usado en el sector residencial y comercial. El mercado de Lima no es suficiente, por lo que están analizando mercados para la comercialización de Gas Natural Licuado en la costa del Pacífico y la instalación de una planta de transformación de Gas a Líquido. Se puede afirmar que crear un mercado interno de gas natural es posible, siendo las generadoras termoeléctricas basadas en el gas natural y los grandes consumidores industriales los potenciales clientes.

Aunque no es descabellada la idea de un mercado masificado en el uso del gas natural en el Perú, no se han visto los resultados de este plan, a finales de este año se instalará una red para

atender a 20.000 usuarios, sin embargo en lo que va corrido del año tan solo 140 hogares y 20 empresas disponen del energético; la meta que tienen para 2005 es la de brindar el servicio a 8.000 clientes residenciales y 1.000 clientes industriales⁶.

A pesar de que no se tiene el volumen exacto de clientes que a nivel interno usen el gas natural, sí se plantean muchos proyectos exportadores. Hacia Ecuador se proyecta exportar gas licuado, hacia Chile el proyecto exportador se realizaría por medio de un gasoducto que conectaría la ciudad peruana del Pisco con Arequipa y Tacna (al sur del Perú) y luego con Arica, Antofagasta y Tocopilla en Chile. Y hacia México se planea exportar de 500 a 600 millones de pies cúbicos diarios.

El consorcio peruano controlado por la estadounidense Hunt Oil, SK Corporation, la argelina Sonatrach y la local Tecpetrol, esta prestando más atención en impulsar proyectos exportadores que integran una alta inversión y no demandan mayor tiempo, que en garantizar que el mercado interno se encuentre masificado, que se cubra la demanda de usuarios residenciales e industriales y en definitiva que los peruanos puedan gozar de los beneficios del gas natural como son, la reducción de tarifas de energía eléctrica y los beneficios ambientales que el uso de este energético trae.

ESTADO DE LOS POZOS HIDROCARBURÍFEROS PERUANOS

El comportamiento de los pozos en las diferentes áreas de explotación peruanas muestra tendencias diversas, en algunos pozos no se revelan grandes variaciones entre el año anterior y lo que va corrido de este año; en otros la tendencia es decreciente y el bloque 88

por ejemplo presenta un elevado crecimiento desde mediados del año 2004.

En la zona de Selva Norte con un área de 497.027 hectáreas y con una inversión estimada en aproximadamente US\$58 millones se produjeron a abril del presente año 26.808 barriles de petróleo por día. La producción en este campo, que opera desde 1986 ha descendido al pasar de más de 32 barriles por día a menos de 27 barriles. El descenso ha empezado desde julio del año inmediatamente anterior, fecha en que entró en operación el campo de Camisea⁷.

En el área del zócalo con una extensión de 199.866 hectáreas, y una inversión estimada para el 2005 en US\$12.96 millones, encontramos una tendencia estable con una producción de 10.271 barriles por día.

En el lote 88, encontramos una situación diferente, al contrario de lo que sucede con las otras zonas se evidencia un rápido crecimiento de la producción desde mediados del año anterior. En esta zona se explota un área de 143.500 hectáreas y se tiene estimada una inversión de aproximadamente US\$14 millones. Para Enero de 2005 se habían producido 35.775 barriles de líquidos por día y aproximadamente 52.140 MMpc de gas por día. Durante abril del presente año se realizaron normalmente las actividades de producción, transporte y procesamiento correspondientes al Proyecto Camisea, tanto en el área del Lote 88, como en la Planta de Malvinas, en la ruta de los Ductos y en la Planta de Pisco.

El comportamiento de estas zonas puede referirse al auge que el proyecto Camisea trajo consigo y que llenó de expectativas la producción y la

6 | Sólo 140 hogares utilizan el gas natural de Camisea. En: www.larepublica.com.pe. Mayo 28 de 2005.

7 | Los datos que se exponen en esta sección hacen parte del informe trimestral que publica PERUPETRO en su página www.perupetro.gov.pe.



Gráfico No. 3
Lotes con contratos de explotación



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



comercialización del gas natural del lote 88, resultado de lo cual se presenta este rezago en la producción de otros pozos ya existentes.

CONTRIBUYE CAMISEA A LA MEJORA AMBIENTAL Y ECONÓMICA?

Antes de los 90 la empresa de petróleos del Perú PERUPETRO, ejercía su poder monopólico en el sector aguas arriba. Sin embargo desde inicios de los 90, con los procesos de privatización vividos mundialmente, esta empresa estatal vio reducido el ámbito de su negocio al sector aguas abajo donde compite con el sector privado.

El negocio aguas abajo se encuentra hoy en manos privadas otorgadas en concesión a través de la entidad estatal PERUPETRO. En el 2004, y siguiendo la tendencia decreciente en la producción de crudo observada en los últimos años

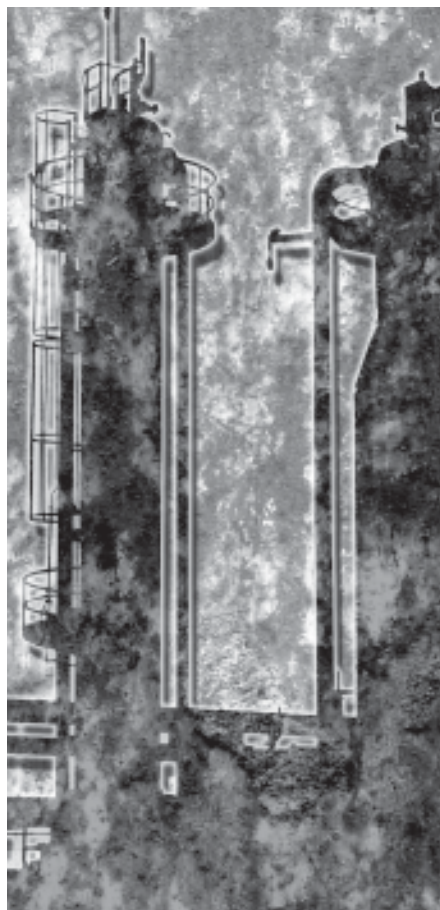


Tabla No.4
Temas de debate de la integración

Contratista	2002	2003	2004	Var% 04/03
Petróleo	33,863.2	31,872.7	29,242.5	-8%
Costa	6,443.9	6,490.0	6,533.0	1%
GMP S.A.	229.4	238.7	234.6	-2%
Pet. Monterrico	230.2	206.2	193.7	-6%
Mercantile	229.6	246.6	239.3	-3%
Río Bravo	201.5	210.7	226.3	7%
GMP S.A.	57.2	56.0	50.8	-9%
Sapet	1,264.5	1,203.0	1,323.3	10%
Unipetro	115.6	112.8	113.1	0%
Petrobas	4,104.7	4,207.9	4,144.3	-2%
Pet. Monterrico	10.3	8.0	7.6	-5%
Zócalo	4,526.0	4,238.3	3,930.2	-7%
Petrotech	4,526.0	4,238.3	3,930.2	-7%
Selva	22,893.3	21,144.4	18,779.4	-11%
Pluspetrol 1-AB	13,665.8	13,211.8	11,576.6	-12%
Pluspetrol 8	9,075.3	7,796.8	7,080.5	-9%
Maple	152.2	135.8	122.3	-10%
Líquidos Gas Natural	1,493.4	1,470.0	5,204.6	254%
Aguaytía	1,493.4	1,470.0	1,428.4	-3%
Pluspetrol Corp.	-	-	3,776.2	
Total	33,342.7	33,342.7	34,447.1	3%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

el nivel de producción nacional de crudo se contrajo (-8%) explicado por una menor producción registrada en la selva y el zócalo, zonas que producen el 78% del total nacional. Sin embargo, si se adicionan los líquidos de gas natural la producción de hidrocarburos registra un crecimiento de 3% debido a la entrada en operación, en junio de 2004, del lote 88 (Camisea) que generó un crecimiento por encima del 250% en la producción de líquidos de gas natural de los cuales se obtiene principalmente GLP (Ver tabla 1)⁸.

Vemos que la oportunidad que brinda Camisea afecta principalmente a la producción de líquidos de gas y por lo mismo no permite observar la realidad existente en materia gasífera ya que se ha tendido a creer erróneamente que el

desarrollo del proyecto se traducirá en cambios radicales en el corto plazo en el sector gasífero sin tomar en cuenta que la existencia de un mercado deficitario aún seguirá existiendo tanto por la creciente demanda local asociada a un mayor crecimiento económico, como por el lento proceso de reconversión energética hacia el consumo del gas natural.

Se puede decir que Camisea ensombreció los demás proyectos de hidrocarburos de Perú, por ejemplo la Occidental tiene planes de invertir US\$100 millones en los bloques 103 y 64, Petrobrás invertirá una cantidad similar en el bloque

8 | BANCO WIESE SUDAMERIS. Departamento de Estudios Económicos. Reporte Semanal. Año 6 N. 3. Semana del 13 al 19 de Enero de 2005. Pág. 3.



X, ubicado en la zona Noreste y la estadounidense BPZ Energy espera desembolsar de US\$250 millones a US\$300 millones al bloque Z-1⁹. Inversiones que no concentran la misma atención del Estado y la ciudadanía en general.

La petrolera de Houston BPZ Energy certificó que el bloque costa afuera Z-1 en la región noroeste de Perú contiene 4,02 billones de pies cúbicos de reservas de gas probadas, probables y posibles. Por su parte Gaffney, Cline & Associates llevaron a cabo una certificación independiente de las reservas del bloque, que detectó un total de 133.000 millones de pies cúbicos de reservas probadas, 805.000 millones de pies cúbicos de reservas probables y 3,08 billones de pies cúbicos de reservas posibles¹⁰.

El desarrollo de los campos de gas Corvina y Piedra Redonda ubicados en el bloque Z-1 no siguió porque, hasta hace poco, no había mercado para el gas. 'Esto ha cambiado con el alza de la demanda energética y sus precios en el mundo, junto con el mayor desarrollo económico de la región y la mayor demanda eléctrica consecuente, en particular generación a gas natural'¹¹.

Pero además de la atención que están reclamando los otros bloques diferentes del bloque 88, en Perú se espera que con las reservas y la producción de Camisea los beneficios económicos sean muy significativos: estiman una inversión extranjera de más de US\$2000 millones con una participación nacional de US\$750 millones, unas proyecciones en generación de empleo de aproximadamente 35.000 puestos de trabajo, unos ingresos al gobierno central y regiones por regalías de más de US\$3000 millones en 20 años y unas exportaciones anuales que lleguen a los US\$1000 millones con lo que revertirían el déficit de la balanza comercial de

hidrocarburos¹². En definitiva este proyecto permitiría monetizar las reservas de gas peruanas que en el subsuelo no tienen ningún valor.

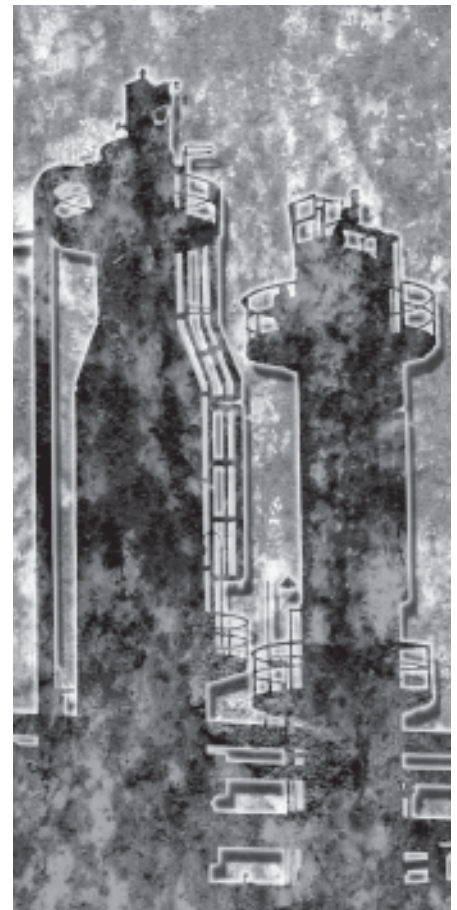
En el ámbito ambiental se espera que el gas natural sea usado como combustible para sustituir a la gasolina en un número considerable de vehículos de transporte público, contribuyendo a reducir los costos del transporte y permitiendo mejorar la calidad del aire en las ciudades peruanas.

Si bien el gas natural contribuye a mejorar la matriz energética de un país debido a que es un combustible más amigable con el medio ambiente y que favorece los costos del servicio para los consumidores, en el caso peruano vemos que la búsqueda de explotación de este energético ha suscitado protestas porque las zonas de explotación del proyecto Camisea se encuentran en las reservas naturales de este país.

La zona de amortiguamiento de la reserva natural peruana de Paracas fue elegida por la empresa que explotará el gas del yacimiento de Camisea, en esta zona se construirá una planta de fraccionamiento del Gas. La planta incluye la habilitación de cuatro tuberías submarinas de unos tres kilómetros de longitud para abastecer mar adentro embarcaciones de alto tonelaje¹³.

Siendo esta reserva una zona de alta influencia turística, preocupa a los habitantes el hecho de que por los mares se encuentren pasando derivados del gas natural a menos de 15 metros de profundidad y se afecte la reserva, la fauna marina y la actividad comercial a la que estos se dedican.

Dadas las proyecciones de las exportaciones de gas natural que actualmente se están estudiando, el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el lote 88, establece en la cláusula quinta, apartado 5.11 que la exportación de gas natural se podrá



realizar siempre y cuando se garantice el abastecimiento del mercado interno para los próximos 20 años¹⁴; pero lo lógico sería, antes de iniciar las exportaciones, masificar internamente el consumo del hidrocarburo; cosa que hasta la fecha no se ha llevado a cabo en su totalidad.

Aunque el gas natural puede favorecer radicalmente la economía peruana y a la vez contribuir a disminuir la contaminación, se debe prestar bastante atención a los inconvenientes anotados anteriormente: para que el

9 | BUSINESS NEWS AMERICAS. Resumen Anual de Petróleo y Gas 2004. Pág. 2.

10 | www.BNAmericas.com. BPZ Energy certifica 4Bpc de reservas de gas en bloque Z-1. 5 de enero de 2005

11 | Ibiid.

12 | DEL SOLAR, Carlos. Megaproyectos: Retos para la Inversión en Perú. En: Revista Desde Adentro. Edición No 16. Diciembre de 2004.

13 | FLOR Zapler, Enrique. Corre riesgo la Reserva Natural de Paracas. En: <http://ambienteyenergia.com>.

14 | COPRI. Comité Especial del Proyecto Camisea. Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88. Lima, 28 de Noviembre del 2000. Pág. 19.



proyecto Camisea funcione correctamente se debe masificar el uso de este energético de tal manera que la sociedad peruana se vea beneficiada de este hallazgo.

PERÚ BUSCA MOTIVAR LA INVERSIÓN

El marco regulatorio peruano busca el predominio de la iniciativa privada y el desarrollo del mercado interno. Los principios de la regulación gasífera en la fase de producción se rigen de acuerdo con las normas convencionales del mercado y la competencia, por lo que se podría decir que no se encuentra regulado y que el precio del combustible en boca de pozo, se guía por el precio internacional y por las leyes de la oferta y la demanda.

A lo único que se encuentra obligado el contratista es a explotar las reservas, pero a la vez a recuperar económicamente las áreas de los contratos¹⁵. En Perú los entes reguladores son PETROPERÚ, que se encarga de conceder las áreas a explotar y el Ministerio de Minas y Energía que vela por una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso y uso generalizado de los servicios de transporte y distribución de gas natural. Lo que buscan estos entes reguladores es promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural evitando el abuso de posición dominante en el mercado; favorecer los intereses de los usuarios mediante la masificación y el conocimiento del servicio con el fin de asegurar una mejor calidad de vida de los habitantes, pero sobre todo esperan promover la inversión para asegurar el suministro, el transporte y la distribución a largo plazo¹⁶.

El Decreto Supremo No. 059-96-PCM y el Decreto Legislativo 674 proponen una serie de normas que promueven la participación del sector privado en las obras

públicas de infraestructura y de servicios públicos; así mismo la Ley No 27133 del 03 de junio de 1999 aprueba la ley de promoción de desarrollo de la industria de gas natural; el marco legal señalado no sólo presenta las garantías jurídicas para desarrollar reservas, producción o distribución de gas natural, sino que se revela el compromiso del Estado peruano por promover y optimizar el uso de los recursos energéticos. Los incentivos a la inversión de parte del gobierno peruano se han concentrado en flexibilizar los aspectos técnicos de los contratos, permitir la libre exportación de los hidrocarburos y proporcionar mayores garantías a la inversión extranjera mediante la suscripción de contratos de estabilidad tributaria.

Sin embargo, si se busca optimizar los efectos del desarrollo que pueda generar el comercio de energéticos, es necesario poner en marcha estrategias y políticas que asocien el potencial representado en los recursos primarios de energía, desarrollados o por desarrollar, que se hayan conocido y evaluado, y la capacidad de la red de empresas locales que participan en los procesos de inversión, que le proveen insumos (bienes y servicios), que operan su infraestructura, que procesan sus productos y que sustentan su crecimiento¹⁷.

CONCLUSIONES

El gobierno peruano debe buscar una política económica sostenible en un marco de rentabilidad y riesgo adecuado y atractivo; con el fin de garantizar las inversiones para continuar encontrando grandes reservas que permitan desarrollar los proyectos que tiene este país con sus hidrocarburos (exportaciones), especialmente con el gas natural.

Es muy importante continuar incentivando al sector privado porque

Perú necesita la inversión extranjera en el sector aguas abajo para que se realicen labores de exploración y explotación. Como se mostró, las zonas diferentes al lote 88 se encuentran en decaimiento por el «boom» que trajo consigo la explotación de este lote y no se tienen señales de nuevos hallazgos; además, el proyecto Camisea tiene una vida de 40 años teniendo en cuenta el consumo actual, pero cuando este país consiga estar masificado a nivel residencial e industrial y los planes exportadores se lleven a cabo, se necesitarán más reservas para suplir la creciente demanda.

PERUPETRO es la empresa estatal de derecho privado, encargada de promover la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En representación del Estado peruano, esta empresa negocia, celebra y supervisa los contratos en materia hidrocarburífera; actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa de acuerdo a los objetivos y políticas que aprueba el Ministerio de Minas; sin embargo a pesar de todas estas facultades no hace parte del negocio aguas abajo, se encarga únicamente de la comercialización y la distribución del hidrocarburo, de tal manera, que no se le permite entrar a competir con las empresas privadas en el negocio de la exploración y la explotación de gas natural, desincentivando la participación del Estado como licitador e impidiendo la mejora en la calidad de la empresa estatal.

Por otro lado se debe garantizar la protección ambiental de las áreas donde


15 | Ibid. Pág. 18.

16 | CAMPODONICO. Opcit. Pág. 146.

17 | Extracto del documento presentado a los Presidentes de los Países Andinos en julio de 2002 por el BID, CAF, CAN, CEPAL, OLADE y UNCTAD. Informe preliminar del Potencial Energético de la Subregión Andina como factor estratégico para la Seguridad Energética Regional y Hemisférica. Pág. 2.



se desarrolla el proyecto Camisea, realizando la supervisión, monitoreo y fiscalización de todos los aspectos sociales y ambientales del área de influencia en este proyecto. Sin embargo, con este punto se debe ser muy cuidadoso ya que el gas natural es el energético que puede solucionar problemas de interconexión eléctrica con las zonas rurales no interconectadas, altos costos de las tarifas de servicios públicos y alta contaminación; además como el proyecto Camisea lo plantea se espera solucionar el problema del déficit comercial. Son estas las ventajas que ofrece el uso del gas natural y que con cautela se deben aprovechar.

No hay que olvidar que Perú, a pesar de las altas reservas gasíferas continúa siendo un país deficitario en materia petrolífera, por lo que se hace necesario capacitar y promover todos los usos del gas natural entre la población e industrias peruanas; además se debe continuar con los planes de masificación e implementación de infraestructura necesaria para que el gas natural sea distribuido y pueda llegar a toda la población peruana. 

BIBLIOGRAFÍA

BANCO WIESE SUDAMERIS. Departamento de Estudios Económicos. Reporte Semanal. Año 6 No.3. Semana del 13 al 19 de Enero de 2005. Pág. 12.

BUSINESS NEWS AMERICAS. Resumen Anual de Petróleo y gas 2004. Pág. 6.

BP Statistical Review of World Energy, which can be found on the www.bp.com/statisticalreview2004

CAMPDONICO Humberto. La Industria del gas natural y su regulación en América Latina. En: Revista de la

CEPAL. Vol. 68 Agosto 1999.

COPRI. Comité Especial del Proyecto Camisea. Contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el lote 88. Lima, 28 de Noviembre de 2000.

COPRI. Comité Especial del proyecto Camisea. Concesión de transporte de líquidos de gas natural por ductos de gas natural de Camisea a la Costa. Lima, 20 de Octubre de 2000.

DEL SOLAR, Carlos. Megaproyectos: Retos para la inversión en Perú. En: Revista Desde Adentro. Edición No. 16. Diciembre de 2004.

FLOR Zapler, Enrique. Corre riesgo la Reserva natural de paracas. En: <http://ambienteyenergia.com>

LA REPÚBLICA. En: www.larepublica.com.pe Mayo 28 de 2005.

QUIJANDRÍA Salmón, Jaime. Políticas para el Desarrollo de mercados de gas: El caso Peruano. Ministerio de Energía y Minas. Perú. Presentación.

OSINERG. Informe de Precios referenciales y Precios reales de los combustibles derivados del petróleo. Enero 10 de 2005. Pág. 20.

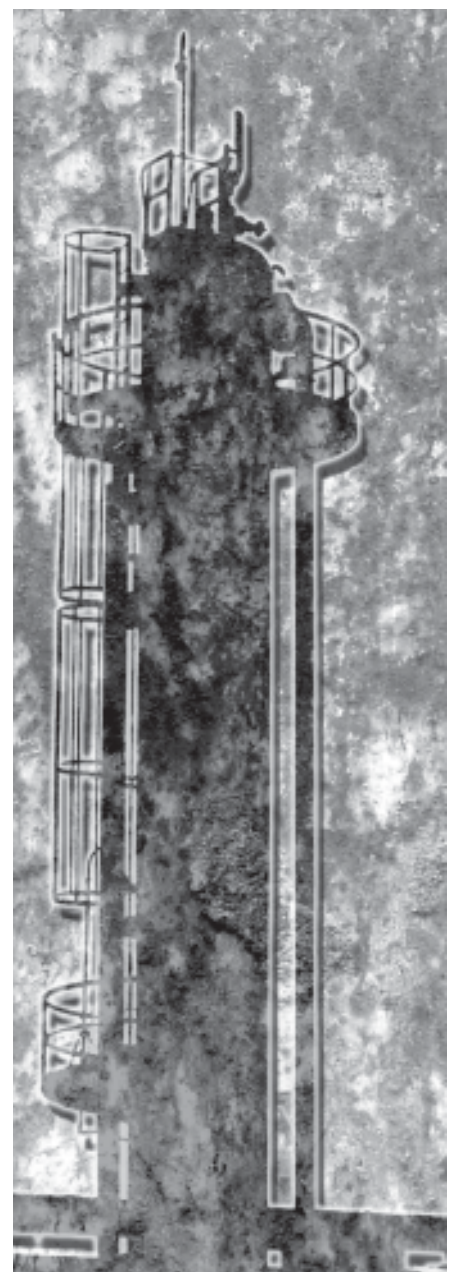
PERUPETRO. Estadística Petrolera. En: <http://mirro.perupetro.com.pe/downloads/Estadistica%20Petrolera%202004.pdf>

Camisea En: http://mirro.perupetro.com.pe/camisea_08-s.asp

Exploración En: <http://mirro.perupetro.com.pe/exploracion03-s.asp#2>.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. Informe de calificación. Marzo 30 de 2005. Pág. 12.

Extracto del documento presentado a los presidentes de los Países Andinos en julio de 2002 por el BID, CAF, CAN, CEPAL, OLADE y UNCTAD. Informe preliminar del Potencial Energético de la Subregión Andina como factor estratégico para la Seguridad Energética Regional y Hemisférica.





Eslabones y precipicios en las cadenas productivas de bioetanol y biodiesel para Colombia

Raúl Andrés Ávila Forero

Investigador. Observatorio Colombiano de Energía. CID. Las opiniones expresadas en este artículo son responsabilidad del autor y no comprometen a la entidad donde trabaja.

Es importante tener en cuenta las diferentes visiones y opiniones despertadas para los eslabones de las cadenas productivas del bioetanol y del biodiesel; el desarrollo del programa de alcoholes carburantes tendrá efectos sociales, macroeconómicos y ambientales que se deben empalmar con las oportunidades y amenazas de sus actores.

En el combustible automotor utilizado actualmente en Colombia y en la gran mayoría de países del mundo se utilizan oxigenantes que pueden ser compuestos químicos como el MTBE (Éter Butílico Terciario Metílico) o alcoholes extraídos de la biomasa, como lo son el bioetanol extraído de la caña de azúcar, remolacha y yuca entre otros para la gasolina y el biodiesel extraído de la palma de aceite, higuera, girasol y aguacate entre otros para el ACPM; no obstante los éteres como el MTBE están siendo abolidos del escenario mundial por su alto factor contaminante de las aguas a causa de la filtración y por su factor contaminante para el aire.

La implantación en Colombia de la Ley No 693 de 2001 de Alcoholes Carburantes busca que desde noviembre de 2005 se empiece a utilizar biocombustibles limpios extraídos de la biomasa (por ejemplo la caña de azúcar y la palma de aceite) como complemento a los combustibles utilizados actualmente en el parque automotor, que contribuyan con el medio ambiente, así como con la reactivación del agro colombiano.

Este artículo hace un breve análisis de los principales actores involucrados en las cadenas productivas del bioetanol

y del biodiesel; se determinan las oportunidades y amenazas para éstos; por último se hace una reflexión sobre ciertos puntos que se deben tener en cuenta a la hora de analizar el desarrollo de éstas cadenas productivas.

Palabras Clave: bioetanol, biodiesel, cadenas productivas, oportunidades, amenazas.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo del proyecto de alcoholes carburantes constituye uno de los principales programas del actual gobierno. Su implementación en Colombia tendrá repercusiones de índole social, económica y ambiental en los sectores energético, agrícola, y de transporte, en especial con el autoabastecimiento de combustibles.

El plan busca impulsar la utilización de material de origen vegetal principalmente la caña de azúcar y otros para la producción de etanol como oxigenante en la gasolina generando desarrollo sostenido en las zonas donde se ubiquen los complejos agroindustriales¹ y se espera

¹ Para un enfoque más cercano al tema se recomienda la lectura del libro «El gran desafío a propósito de los Alcoholes Carburantes.» (Acosta, Cala, Bendeck. 2003).



posteriormente la implementación de la ley para la utilización del biodiesel, la cual está propuesta como ponencia en las comisiones 3 y 4 de la Cámara de Representantes².

El programa de oxigenación de combustibles preveía que a más tardar el 27 de septiembre del año en curso las gasolineras que se utilizaban en las ciudades con más de 500.000 habitantes como lo son Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla y sus áreas metropolitanas, debían contener bioetanol³. Lo propio se estableció para las ciudades de Bucaramanga, Cartagena, Cúcuta, Pereira y sus áreas metropolitanas a partir del 27 de septiembre del año 2006 (Santamaría, 2002).

El bioetanol es el alcohol extraído de la biomasa a través de un proceso de fermentación. La materia prima por excelencia es la caña de azúcar, pero también se usa el maíz en países como Estados Unidos y la remolacha en Rusia, centro y norte de Europa, así como la yuca, en menor escala en países tropicales. En Colombia, se ha experimentado también con el banano.

La cadena está conformada por un soporte principal, el Gobierno, quien viene a ser pilar y mayor propulsor de la Ley 693 de 2001, la cual dio el despegue definitivo al proyecto de alcoholes carburantes en Colombia y fijó las pautas para la implantación de las normas respectivas. El Gobierno Central en cabeza del presidente Álvaro Uribe generó los incentivos y las garantías necesarias como por ejemplo la exención de impuestos a los inversionistas para el despegue del proyecto en Colombia. Ecopetrol que actúa como proveedor de la gasolina para las centrales mayoristas y además, entra ahora a vigilar el porcentaje de la mezcla 90% gasolina-10% bioetanol, previo certificado de los distribuidores minoristas que actúan como garantes y

veedores de que se esté cumpliendo con los estándares de calidad.

Los cultivadores de caña de azúcar y caña panelera⁴ serán los abastecedores de materia prima a los destiladores de bioetanol quienes serán los encargados de comprar la caña para la producción de alcohol carburante y llevarlo a las centrales mayoristas para su correspondiente mezcla con la gasolina, para que por medio de los distribuidores y de las tradicionales estaciones de servicio la gasolina oxigenada llegue al usuario final cumpliendo los estándares requeridos.

Los usuarios finales, último eslabón en la cadena serán los consumidores de la gasolina mezclada con etanol y los que reciban las bondades o los problemas de la gasolina oxigenada.

El biodiesel es un combustible proveniente de aceites vegetales o animales que se producen por la reacción química (transesterificación) de dichos aceites con un alcohol y que puede mezclarse parcial o reemplazar totalmente al diesel de petróleo, por sus características similares. Para el caso colombiano, éste sería producido en su gran mayoría de la extracción del aceite de palma de aceite, además del aceite de ricino, subproductos de la industria avícola y aceites vegetales usados, entre otros.

El Gobierno dada la implantación de la Ley 693 de 2001, proporciona las pautas generales que se establecieron inicialmente para la introducción de bioetanol como alcohol carburante; actualmente el Ministerio de Minas y Energía estudia la participación de biodiesel en el diesel fósil y Ecopetrol seguirá actuando como suministrador de diesel a las centrales mayoristas.

Los cultivadores de palma africana serán abastecedores de materia prima (aceite) a los transesterificadores de biodiesel quienes cumplirán un papel

similar a los destiladores del bioetanol⁵. El ciclo productivo lo cierran los usuarios finales quienes serán los consumidores del diesel (ACPM) mezclado con biodiesel y los cuáles recibirán las bondades o los problemas del diesel oxigenado, principalmente los transportadores del servicio público y de carga.

A continuación, se mostrarán a grandes rasgos las oportunidades y amenazas de los principales actores de ambas cadenas productivas.

GOBIERNO

El Gobierno tiene grandes expectativas con la implantación del proyecto de alcohol carburante en Colombia donde se espera la recuperación del agro especialmente en las zonas de sobreproducción panelera (Hoya del Río Suárez) y en las zonas donde se presenta sobreoferta de caña de azúcar y panelera. Un punto clave en éste sentido es la mayor generación de empleos por montaje y adecuación de plantas destiladoras de bioetanol y transesterificadoras de biodiesel y dado que se amplíen los alcances de la legislación, la generación de nuevos cultivos y por ende nuevos puestos de trabajo en el sector agrícola por cultivo, recolección y transporte de la caña de azúcar, panelera y palma de aceite

2 Actualmente esta en estudio el Proyecto de Ley 193/05 sobre biocombustibles renovables de origen biológico para motores de ciclo diésel.

3 El pasado 11 de Agosto, el gobierno anunció que no podría entrar la mezcla de gasolina con alcohol carburante para septiembre como lo tenía programado; sólo entrará a partir de noviembre pero sólo para el Valle del Cauca y el Eje Cafetero, y en el caso de Bogotá en principio se espera que la mezcla entre en el mercado el próximo año en enero.

4 En su gran mayoría, los cultivadores de caña de azúcar se ubican en grandes extensiones de tierra a lo largo del territorio del Valle del Cauca y los cultivadores de caña panelera, se sitúan principalmente en pequeñas parcelas de tierra, en la zona denominada la "Hoya del Río Suárez", ubicada en los límites de los departamentos de Boyacá y Santander.

5 Los cultivos de palma de aceite se ubican en extensiones de tierra a lo largo del departamento del Meta, Casanare, los Santanderes, Cesar, Atlántico, Córdoba, Valle del Cauca, Tumaco en Nariño, Cauca y en Caquetá principalmente.



principalmente mejorando la calidad de vida de los habitantes de las zonas de cultivo; se proyecta que los ingresos para los cultivadores suban por un mayor precio por carga que traerá consigo mayores ingresos percibidos y se vera proyectado en un posible mayor crecimiento económico del sector. Se supone mayor desarrollo de infraestructura, vías, comercio, etc., en zonas donde se cultiva la caña. Además, la calidad de vida mejora para los habitantes de las ciudades donde se implanta el uso puesto que se reducirán los índices de contaminación de tipo ambiental generada por la gran cantidad de gasolina y diesel fósil consumido por el parque automotor; se proyecta una baja de los índices de contaminación de CO₂ gracias al uso de los combustibles ecológicos que actúan como oxigenantes.

Tanto para la Nación como para Ecopetrol mantener la suficiencia petrolera es una de sus principales preocupaciones y muestra de ello es el impulso que le da la petrolera estatal al uso de sustitutos de la gasolina y el diesel; Actualmente y ante la subida en el precio del petróleo, la exportación de gasolina cada vez va en aumento debido a la caída de su consumo, además con la ampliación de la refinería de Cartagena, la producción de gasolina con las actuales proyecciones de demanda podría satisfacer el consumo de gasolina hasta más allá del 2015 y con el uso del bioetanol disminuye el riesgo de un futuro desabastecimiento puesto que es un sustituto directo de la gasolina. Actualmente Colombia es importador de ACPM ya que la demanda del combustible superó a la oferta⁶. Además, se espera mejorar la balanza comercial puesto que se prevé reducir la exportación de azúcar a mercados internacionales (no a la Comunidad Andina y Estados Unidos) a precios muy

bajos, a la par que se supone aumentará la exportación de gasolina y por ese mismo camino se abre la posibilidad de exportación futura y se presentaría un aumento de divisas para la Nación por concepto de la exportación de bioetanol a mercados como Estados Unidos, Europa, China y Japón, por mencionar algunos países, satisfaciendo como primera medida, la demanda interna.

Se deben tener en cuenta los problemas y amenazas que enfrenta el Gobierno con la implantación de la ley. Uno de éstos inconvenientes es la falsa promoción de Certificados de Reducción de Emisiones (CER 's) generados a través de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL); para el caso del bioetanol en Colombia no pueden ser aplicados al ser ley sancionada por la República de obligatorio cumplimiento, se obstruye el mecanismo y sencillamente no aplica. Se debe determinar qué vías normativas y legales pueden aplicar para el uso de bioetanol en la venta de CER 's. y en la implementación de la ley de uso de biodiesel a futuro.

Un posible problema se puede dar por el lado del sacrificio fiscal en la medida de los ingresos que se van a dejar de recibir por concepto de la exención de impuestos (subsídios) para la promoción y consolidación del sector. Las proyecciones gubernamentales hablan que en el largo plazo por vía de los mayores ingresos que se habrán de irrigar a través de toda la cadena productiva y por concepto de transferencias territoriales el impacto de la disminución por recaudo de tributos se mitiga. Hay que esperar que estos datos coincidan con la realidad en un mediano y largo plazo y no se queden en simples proyecciones.

Otra amenaza latente en un futuro es el alto impacto ambiental puesto que la implementación de nuevos cultivos

de palma de aceite en grandes extensiones de tierra trae consigo la implementación de monocultivos que puede generar la desaparición de bosques tropicales y con ellos, diversos tipos de árboles y maderas finas, la desaparición de gran cantidad de animales que habitan éstas regiones y la destrucción de gran biodiversidad⁷.

La mayoría de las plantaciones de palma africana son precedidas por la tala de bosque, con el objeto de preparar y limpiar el terreno para hacer posible su establecimiento, se presenta además un riesgo mayor de incendio, producto de lo seco que se vuelve el terreno. (Ramírez, 2003).

ECOPETROL

Para Ecopetrol, aumenta la gasolina de mayor octanaje para exportación ya que se destina gasolina de menor octanaje para atender el consumo nacional y/o la de mayor octanaje para exportación.

La principal amenaza a que se enfrenta Ecopetrol está en que no se alcance en el futuro a suplir la demanda de etanol por parte de las destilerías y Ecopetrol entraría a suplir con gasolina los faltantes. Se puede presentar un problema con los cambios que se necesiten realizar en la legislación para mitigar el impacto.

6 Las cifras consolidadas de las refinerías de Ecopetrol, muestran que en mayo pasado el consumo total de ACPM, normal y ecológico, fue de 77.658 barriles por día, más de 400 barriles que el consumo diario de gasolina corriente que en igual período fue de 77.276. Pese a que en el promedio de lo corrido del año el consumo de gasolina regular (con 78.110 barriles por día), es superior al del ACPM que registra 76.420 barriles por día, se han registrado meses como el pasado abril en el que el consumo de ACPM llegó a 80.536 barriles por día contra 76.381 barriles de consumo día de gasolina corriente. (Portafolio, Julio 25 de 2005).

7 La mayoría de las plantaciones de palma africana son precedidas por la tala de bosque, con el objeto de preparar y limpiar el terreno para hacer posible su establecimiento, se presenta además un riesgo mayor de incendio, producto de lo seco que se vuelve el terreno. (Ramírez, 2003).



CULTIVADORES DE CAÑA DE AZÚCAR Y PANELERA

Los cultivadores de caña de azúcar y en especial de caña panelera se encuentran bajo una alta incertidumbre debido a las expectativas que ha generado la implantación de la ley de biocombustibles; si se cumplen las expectativas de gobierno central se pueden encontrar oportunidades para los cultivadores como la mejora de la situación socio-económica y según las expectativas del Gobierno se dará una recuperación de la calidad de vida de los cultivadores por la mejora de sus ingresos, producto de un mayor pago por carga de caña para producción de bioetanol, además de la mejora en vías de acceso a las zonas de cultivos (obras de infraestructura y servicios), cosa que no se puede aseverar hasta que entre en aplicación la ley.

De darse todas estas expectativas bajaría la problemática social ya que se generan nuevas oportunidades de empleo para mano de obra no agrícola, se abre el camino para disminuir los problemas de subempleo y desocupación que se presentan por la falta de oportunidades para los habitantes de las zonas aledañas a los cultivos. Se prevé además estabilizar los ingresos puesto que el dinero que recibirían los cultivadores que destinen su caña para producción de bioetanol, no dependerá del bajo precio de la panela y del precio internacional del azúcar. Producto de esto último, un punto a destacar es la disminución en las exportaciones de azúcar ya que un gran porcentaje de caña destinado para la producción de azúcar y su posterior exportación hacia mercados internacionales (exceptuando a la Comunidad Andina y a los Estados Unidos), se va a destinar en su gran mayoría para la producción de bioetanol y con esto se encontraría una posible

salida a la sobreproducción que se presenta inicialmente con la caña azucarera destinada a exportación a muy bajos precios y por otro lado la sobreoferta de caña panelera pagada a muy bajos precios y desprotegida de políticas sostenidas del Estado que ayuden a aliviar la crisis del sector.

Las amenazas y problemas para los cultivadores están principalmente en el incumplimiento de las expectativas generadas alrededor del negocio, el hecho que las perspectivas que se alcanzaron a generar, sencillamente no se cumplan y no se mejoren las vías, ni se desarrollen nuevos puestos de empleo, no se logre la reactivación del agro y que se perjudique aún más, la industria panelera y se afecte al sector azucarero colombiano; todo esto dadas las expectativas de crecimiento de la demanda de caña de azúcar. La amenaza principal para los cultivadores es el problema que puede generar la ley con un mayor perjuicio a los cultivadores en el sentido que no se pueda manejar la sobreoferta de caña panelera y caña azucarera. De no generarse un desplazamiento de la sobreproducción de caña panelera hacia producción de bioetanol, el bajo precio de la panela deprimiría aún más las economías regionales, y se agravaría aún más la problemática de índole social. P.ej. en Barbosa (Santander)⁸.

CULTIVADORES DE PALMA DE ACEITE

La situación para los cultivadores de palma de aceite puede mostrar oportunidades como la mejoría en la situación socio-económica en el sentido de que se pagaría un precio más alto por litro de aceite crudo para la producción de biodiesel que el que actualmente reciben por sus ventas y esto traería consigo un alivio a los agricultores. Para ellos, los ingresos no

dependen totalmente del precio libre del aceite de palma porque es un mercado protegido por un fondo de estabilización y una franja de precios; aproximadamente el 20% de la producción va destinada a exportación y los ingresos de los cultivadores y productores dependen del comportamiento del precio del aceite de palma.

Como está sucediendo actualmente con los cultivos de caña de azúcar, se puede presentar la generación de falsas expectativas en la extensión de cultivos para palma, ya que se pueden presentar fenómenos especulativos como los acontecidos en la cadena productiva de bioetanol y cabe la posibilidad de generar una sobreoferta de palma de aceite en unos años (5 a 6 años aproximadamente), que es el tiempo promedio de tardanza para un nuevo brote y producción de la planta de palma de aceite.

DESTILADORES DE BIOETANOL

Los intereses y oportunidades de los destiladores se encuentran signados, básicamente en la posibilidad de aumentar la rentabilidad donde el principal beneficio para los productores de bioetanol está en que es un negocio montado en sus fases iniciales de producción, que tendrá altas posibilidades de ganancia, con TIR (Tasa Interna de Retorno) de

8 El 23 de Junio de 2004 en un debate sobre alcoholes carburantes en el Congreso de la República la alcaldesa de éste municipio colombiano expuso el problema generado por la sobreoferta de caña que tiene en aprietos al sector, ésto sumado al bajo precio de la panela que deprime la economía regional, a la falta de validación de tecnología en la zona, a la ausencia de procesos organizacionales, a los sistemas de crédito y a la infraestructura deficientes en la Hoya del Río Suárez, tiene preocupado no solo a todos los cultivadores de la zona, sino además a todos los habitantes y dirigentes comunales y políticos de la región, ya que el Gobierno no les ha colaborado con la definición del área de influencia del proyecto y la prevención de siembras de caña en nuevos municipios, lo que está alterando el equilibrio social de la región.



aproximadamente 21%⁹, lo que lo hace atractivo para la inversión. Además aumenta la demanda de etanol a medida que se empieza a consolidar gradualmente el negocio y las posibilidades de expansión del mismo, ya que existe la posibilidad de aumentar la demanda de etanol hasta un 25%¹⁰ en las ciudades y se podría llegar a implantar la ley como de cumplimiento a nivel nacional, lo que es una oportunidad atractiva para los inversionistas.

Para los destiladores el mercado de producción de alcohol etílico es expandible; bajo la implantación de nuevas tecnologías para el tratamiento de vinazas, se puede esperar una reactivación de ciertas licoreras departamentales para la producción de alcohol etílico, el cual se importa en su gran mayoría, dado que en el pasado se presentó el cierre de varias de éstas producto del no cumplimiento de estándares de calidad ambiental. Además una de las oportunidades que brinda el negocio es la posibilidad de exportación para los productores, siempre y cuando se alcance el pleno abastecimiento de la demanda interna del alcohol.

Los problemas y amenazas que enfrentan los destiladores son principalmente la prohibición de venta de etanol a interesados diferentes de los mayoristas, donde se prohíbe a los productores nacionales la venta de alcoholes carburantes que vayan a ser utilizados dentro del país a personas distintas de los distribuidores mayoristas, autorizados por el Ministerio de Minas y Energía. Otro punto que amenaza es el no aumento futuro del porcentaje de ley; El paso del 10% al 25% en el porcentaje para la mezcla se hace necesario para mantener y asegurar una alta rentabilidad en negocio, dada la posibilidad de aumentar la producción.

Después de la fase inicial de implantación de la ley un punto que preocupa es el desmonte de subsidios, ya que se debe tener en cuenta que la producción de bioetanol es mucho más costosa que la de gasolina y que para su implementación en Colombia, se necesita en sus fases iniciales un subsidio gubernamental; cuando se desmonten los subsidios a los gravámenes, se debe analizar si el mercado de producción de bioetanol se logra consolidar y recuperar sus costos iniciales de inversión además de disminuir sus costos operativos. Asimismo preocupa a mediano plazo el reajuste anual del precio, puesto que la ley establece un ajuste anual del precio del galón de bioetanol, cosa que es un problema para los inversionistas ya que no todos los costos y gastos en que incurran para la producción del bioetanol, se incrementaran de forma anual, como los costos de los fertilizantes, la importación de maquinaria e insumos para la producción, etc.

TRANSESTERIFICADORES DE BIODIESEL

Cumplen el mismo papel de los destiladores de bioetanol; una oportunidad atrayente para los inversionistas son la buenas rentabilidades del negocio que pueden ser superiores al 20% de Tasa Interna de Retorno (TIR), para los proyectos de plantas de biodiesel según estimativos de Ecopetrol y Corpodib. Otro punto a favor en la demanda del biodiesel es la de ser un negocio expandible, dependiendo de la legislación que se establezca, se puede determinar los porcentajes mínimo y máximo para mezclar y la posibilidad latente para exportación. Además la ley está blindada similarmente a la del bioetanol; la ley 693 es exequible, no cabe a demandas puesto que tiene seguridad jurídica por

la Corte Constitucional, y esto es un respaldo puesto que de sancionarse la legislación de uso para el biodiesel, ésta es amparada por la ya mencionada ley.

El desarrollo para el proyecto del biodiesel se verá favorecido por la exención de impuestos como en el caso de la producción del bioetanol; se favorecen de la exención del impuesto de renta gravable las nuevas plantaciones de palma de aceite, decretado está recientemente en el Congreso de la República, para los próximos 10 años.

Una seria y grave amenaza que presenta el futuro proyecto es la probabilidad de no tener subsidios. A la hora de fallarlo como ley de la República, se debe tener en cuenta la posibilidad de que el negocio debido a los subsidios ofrecidos, pueda no ser atractivo para los inversionistas dados los altos costos de inversión inicial para el montaje de plantas productoras de biodiesel. Otro punto para tener cuidado es la reconversión de vehículos de transporte público puesto que una de las políticas de masificación para uso de gas natural vehicular está encaminada a reconversión de vehículos que tienen motores diesel, luego la demanda de éste alcohol carburante tendería por éste punto a disminuir en un futuro cuando se implante en un futuro la ley del biodiesel¹¹.

9 | Según cifras del Ministerio de Agricultura y del Ministerio de Minas y Energía, mostradas en la presentación oficial que se titula «Agroenergía. Oxigenación de la gasolina por medio del etanol de Biomasa» montada en la página Web de Asocana <http://www.asocana.com.co>.

10 | Según cifras del Ministerio de Agricultura y del Ministerio de Minas y Energía, mostradas en la presentación oficial que se titula «Agroenergía. Oxigenación de la gasolina por medio del etanol de Biomasa» montada en la página Web de Asocana <http://www.asocana.com.co>.

11 | El 23 de Junio del año pasado en el Congreso de la República, el Ministro de Minas y Energía Luis Ernesto Mejía aseveró que las políticas de masificación del uso de gas natural vehicular como sustituto de automotores movidos por diesel no se cruzan ni se interponen con las proyecciones de consumo futuras para el diesel y el biodiesel, herramientas claves para el desarrollo de la ley.



DISTRIBUIDORES

La oportunidad y el interés para este eslabón de la cadena está en preservar las ganancias y la estructura del negocio; el beneficio principal está en salvaguardar el lucro proveniente del transporte del bioetanol, el biodiesel, la gasolina y el ACPM oxigenados, que siga siendo un negocio rentable y produciendo ganancias a los actores involucrados. Se ve una oportunidad para los distribuidores con la reducción del precio de la gasolina, ya que esto puede aumentar la demanda de combustibles en el país que se ha visto golpeada por los constantes incrementos de precios. Además teniendo una similar rentabilidad y un mejor producto, se puede dar señales de mercado a los consumidores, ofreciendo un combustible oxigenado que contamina menos y que produce mayor eficiencia para los motores.

Un problema para los distribuidores es la verificación de los estándares de calidad tanto para los carro tanques que distribuyen, como para las estaciones de servicio y los silos de almacenamiento de los diferentes combustibles oxigenados puesto que tanto mayoristas como minoristas deben verificar y certificar que los estándares técnicos del producto que reciben sea la misma estipulada en la legislación, y podría incurrirse en costos adicionales por la implantación de la tecnología necesaria para realizarlo.

CONSUMIDORES

Los usuarios finales que consuman bioetanol se beneficiarán principalmente por la disminución del precio de la gasolina puesto que el 10% de bioetanol que va a llegar a la gasolina viene subsidiado, además mejora la eficiencia

del motor por el mayor octanaje que presentan las gasolinas oxigenadas.

Los usuarios finales que consuman biodiesel se beneficiarán en la medida que baja el precio del diesel al usuario final donde el interés principal del consumidor del combustible está en que reciba un producto que le cueste menos y le genere un mejor rendimiento.

El desmonte de subsidios es una amenaza para los consumidores, va principalmente en las tarifas y los precios del bioetanol, que no van a ser siempre subsidiados, puesto que los subsidios se tienen establecidos para las fases iniciales de producción y se podría dar un alza del precio en la gasolina oxigenada cuando se desmonten las ayudas gubernamentales.

Es importante tener en cuenta las diferentes visiones y opiniones despertadas para los eslabones de las cadenas productivas del bioetanol y del biodiesel, el desarrollo del programa de alcoholes carburantes tendrá efectos sociales, macroeconómicos y ambientales que se deben empalmar con lo mostrado en el presente documento. Las recomendaciones finales que salen a la luz del análisis que se hace al desarrollo del naciente sector en Colombia analizan ciertos puntos que se deben tener en cuenta y aunque es muy difícil poder tomar un punto de vista a favor o en contra de las proyecciones de desarrollo para el sector, es claro que no se deben descuidar y pasar por alto.

RECOMENDACIONES FINALES

Se debe desarrollar una adecuada infraestructura física y una presencia institucional sostenida.

El desarrollo de una adecuada infraestructura física es vital en zonas productoras tanto de palma de aceite como de caña de azúcar (caso de los

Llanos Orientales y la Hoya del río Suárez respectivamente), para poder trasladar la siembra hacia los centros de producción de Bioetanol y Biodiesel; la mejora de infraestructura y prestación de servicios públicos en los municipios cultivadores es básica a la hora de asegurar la mejora de la calidad de vida en éstas regiones. La presencia institucional debe ser permanente y sostenida para el apoyo y seguridad de la sociedad, cuidando y preservando la no violación de los derechos de propiedad de la tierra; en la ausencia de presencia institucional, proliferan los focos de violencia armada, el desplazamiento territorial y no se desarrollan mecanismos de apoyo a los cultivadores, como créditos agrarios, entre otros.

Considerar la expropiación de tierras a los narcotraficantes que las posean en las diferentes zonas de cultivo aptas para la producción de palma y caña.

Es un mecanismo válido para el desarrollo del agro colombiano y en especial para éstos cultivos, claro está que debe ir apoyado por una presencia institucional que garantice una expropiación territorial acompañada de políticas sociales que provean instrumentos para el desarrollo del cultivo¹², además de contrarrestar la inseguridad y la violencia que se presenta en gran parte de las zonas aptas para este cultivo, los cuales son factores negativos en la atracción de inversión para el desarrollo de esta agroindustria. Colombia, es uno de los países del mundo con más tierras aptas para la siembra de palma, al contar con 3.5 millones de hectáreas sin ninguna

12 | Como por ejemplo líneas de crédito con períodos de gracia hasta la plena producción para la compra de maquinaria, preparación de tierras, obras pequeñas de infraestructura y compra de semillas entre otros.



restricción para la plantación de este cultivo. De éstas, el 36% se encuentran en siete departamentos de la Costa Caribe (Córdoba, Sucre, Atlántico, Bolívar y el valle del Magdalena Medio), donde además se cuenta con una infraestructura de puertos marítimos para el comercio exterior. (Aguilera, 2002).

Fortalecer la mediana propiedad de la tierra.


Una gran participación de cultivos de palma de aceite y caña de azúcar están concentrados en propiedades de 20 a 500 hectáreas¹³; es importante desarrollar mecanismos de protección y de apoyo sostenido para los cultivadores tanto para las pequeñas como para las medianas propiedades de tierra, garantizando el aprovechamiento de economías de escala en las labores de siembras, administración del cultivo, beneficio del bagazo de caña o extracción del aceite y en la comercialización, lo que no significa que el negocio sea sólo para grandes empresarios, pues los pequeños o medianos productores pueden organizarse, por ejemplo, en empresas asociativas que les permita hacer núcleos o unidades económicas que alcancen economías de escala.

La regulación debe contrarrestar el poder dentro de los eslabones de las cadenas productivas.

Se debe tener en cuenta a la hora de desarrollar los mecanismos de regulación, cómo están desarrolladas las estructuras de mercado en los diferentes eslabones mostrados para las cadenas productivas del bioetanol y del biodiesel; por ejemplo para los cultivadores tanto de caña como de palma se presenta una alta concentración de la propiedad de la tierra. En la producción, la importación

y refinación o transesterificación tanto de la gasolina como del diesel y del bioetanol y biodiesel se presenta monopolio de Ecopetrol y oligopolio en las destilerías en las fases iniciales del proyecto. En el transporte se presenta un monopolio de Ecopetrol (gasolina y ACPM) y se debe determinar una revisión de la estructura con la que se prestará el servicio de transporte del etanol: ¿Serán los destiladores o los mayoristas? En la distribución y comercialización se presenta una estructura tipo oligopolio y competencia con acuerdos para participación mayorista en distribución minorista.

Se debe diseñar un plan estratégico para nuevos cultivos de palma y otras formas de producción del biodiesel.

Es básico desarrollar un plan que determine la proyección de siembra de caña y de palma, evitando problemas a futuro. Para el caso de la palma, esta implantación de nuevos cultivos se debe desarrollar a través de la siembra diversificada y no en monocultivo de palma de aceite, para no generar condiciones de sequía en los suelos y para no acabar con la biodiversidad aledaña y al interior de los cultivos; en el caso de la producción de biodiesel por medio de otras fuentes alternas a la extracción de aceite de palma, se debe apoyar decididamente la producción por medio de subproductos avícolas y por aceite de higuera, de ricino y los aceites vegetales usados; para ello, se deben dar facilidades para la implantación o investigación y desarrollo en tecnologías de producción baratas y eficientes. 

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA MEDINA, Amylkar; CALA, David y BENDECK, Jorge. El gran desafío a

propósito de los alcoholes carburantes. Bogotá, D.C., Edision Ltda, Agosto de 2003.

CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 693 de 2001. por la cual se dictan normas sobre el uso de alcoholes carburantes, se crean estímulos para su producción, comercialización y consumo, y se dictan otras disposiciones.

GARCIA MOLINA, Mario. La Economía Política del Sector de Alcoholes Carburantes en Colombia. En: SEMINARIO INTERNACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES. (1º: 2004: Bogotá). Memorias del I Seminario Internacional de Biocombustibles. Bogotá: Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Colombia, 2004.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, MINISTERIO DE AGRICULTURA Y DESARROLLO RURAL. Agroenergía: Oxigenación de la gasolina por medio de etanol de biomasa. (2002).

PORTAFOLIO. Problemas en el Abastecimiento del Diesel para Colombia. Sección Economía Hoy. Julio 25 de 2005.

RAMIREZ, Gloria Lucia. Palma Africana: ¿Oportunidad o amenaza para el ambiente y para el país? En: Gestión y Ambiente. Universidad Nacional. Vol. 6, Número 2. (Diciembre de 2003) p. 129.

SANTAMARÍA S. Marco Técnico y regulatorio del uso de alcoholes carburantes y otros oxigenados en las gasolinas colombianas. A solicitud de Asocaña. Cali, Mayo 2002.

13 | Aproximadamente un 25% de los cultivos de palma de aceite según el Censo Nacional de Palma de Aceite de Fedepalma de 1997 y similar porcentaje para los cultivos de caña de azúcar según Asocaña.