

Boletín del

ISSN 1657-480X

22

BSERVATORIO Colombiano de Energía

Publicación trimestral

Abril-Junio • 2006

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, hacia donde se enfoca el interés de los lectores de la presente publicación.

Editor

MARIO GARCÍA
Profesor Asociado
Universidad Nacional de Colombia

Comité editorial

CARMENZA CHAHÍN
GERMÁN CORREDOR
ISAAC DYNER
ASTRID MARTÍNEZ
ALICIA PUYANA (Flacso México)
HÉCTOR PISTONESI (Bariloche)
PHILIP WRIGHT (Universidad Sheffield)

Observatorio Colombiano de Energía

Carrera 32 n° 23A-22
Bogotá, D. C. / Colombia
Teléfono (57 1) 244 66 49, ext. 107

Correo electrónico

obsce_bog@unal.edu.co

Página web

www.fce.unal.edu.co/occe

Diagramación

ÁNGELA VARGAS / Tiza Orión Editores

Impresión

Prisma Asociados Ltda.

CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo

 UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Contenido

Editorial	2
La demanda por combustibles y la contaminación ambiental en Colombia SERGIO CLAVIJO / JONATHAN MALAGÓN	3
El impacto de la crisis energética en Argentina sobre el desarrollo de fuentes energéticas alternativas CARINA GUZOWSKI	7
Sistema electrónico de contratos: entorno de mercado y análisis de riesgos DIEGO FERNANDO FORERO DÍAZ	19
Pautas para autores	28



Editorial

Con la presente edición finalizo mi labor como director del Observatorio Colombiano de Energía, que en los últimos años ha venido ganando espacios en la discusión de materias relacionadas con el sector minero-energético del país y, más recientemente, de los países sudamericanos. Aprovecho este medio para resaltar la labor de quienes han apoyado el fortalecimiento y posicionamiento del grupo, y difundido los resultados de estudios dentro del mismo. Espero que las labores que hemos realizado durante estos cinco años de existencia del Observatorio sigan manteniéndose, y auguro mejores proyectos y trabajos que contribuyan al crecimiento del grupo y de la investigación en el país.

Esta edición incluye tres estudios sobre la demanda de combustibles y sus efectos ambientales, acerca del uso de energías alternativas en Argentina y en relación con la puesta en marcha de un sistema electrónico de contratos para el sector eléctrico colombiano.

Sergio Clavijo, director de la Asociación Nacional de Instituciones Financieras (Anif), y Jonathan Malagón, investigador de la misma institución, exponen el problema de la demanda subsidiada de combustibles a partir de los efectos sustitución e ingreso y de la contaminación ambiental que éstos producen en Colombia. Los autores sugieren que el gobierno debería desmontar por completo el subsidio a la gasolina y elevar su calidad y la del diesel.

Carina Gusowski, profesora de la Universidad Nacional del Sur, en Argentina, trata en su artículo el papel que tienen las energías renovables en Argentina, en un escenario de aumento constante del consumo energético y de escasez de gas, fuente importante de energía allí. El uso de fuentes alternativas de energía, menos contaminantes y escasas, depende del apoyo que el sector público le dé a los proyectos de energías renovables, aun cuando este no debe ser menor que el ofrecido a otros sectores energéticos.

Por último, Diego Forero Díaz, analista de pruebas de la Bolsa de Valores de Colombia, examina la propuesta del sistema electrónico de contratos (SEC) para electricidad en Colombia mediante dos herramientas: la madurez del mercado eléctrico y el manejo de riesgos. El autor determina los factores que deben tenerse en cuenta para que el SEC funcione de manera adecuada. ☺

Mario García

Demanda de combustibles y contaminación ambiental en Colombia*

Sergio Clavijo

Ph.D. Economía. Universidad de Illinois, Urbana.
Director de Anif.

Jonathan Malagón

Economista. Universidad Nacional de Colombia.
Investigador de Anif.
jmalagon@anif.com.co

Fecha de recepción: 24 de abril de 2006.

Fecha de aceptación: 2 de junio de 2006.

Resumen / *El comportamiento del consumo de combustibles ha sido creciente a lo largo de las últimas tres décadas. Sin embargo, durante la crisis de 1998-1999, se presentaron caídas del orden de 4,2% en la tasa anual de consumo. El análisis de la caída en la demanda de gasolina puede verse a partir del efecto ingreso y sustitución que provoca. Por su parte, las señales de precio arrojadas al mercado deben ser revisadas con el fin de determinar el verdadero impacto que producen.*

Palabras clave: demanda, gasolina, efectos, precio.

Abstract / *Fuel consumption behavior has shown an increasing tendency in the last three decades. Nevertheless, during the 1998-1999 economic crisis, it felt at an annual rate of 4,2 %. Gasoline demand fall's analyze, can be made through the income and substitution effects that it causes. On the other hand, price signals thrown to the market must be reviewed to determine their true impact.*

Key words: demand, gasoline, effects, prices.

* Una versión relacionada con el presente artículo se encuentra en el informe semanal de Anif, 822, publicación interna de la entidad.

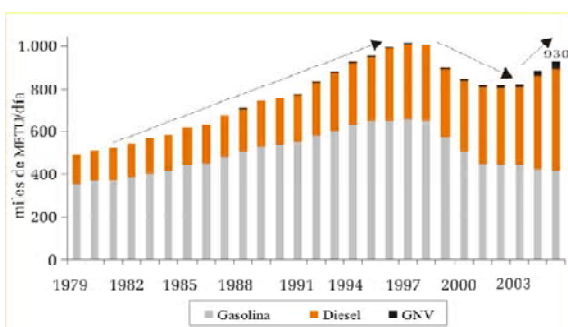


Hasta la llegada de las crisis en 1998-1999, el consumo de combustibles en Colombia mostró una tendencia creciente durante más de dos décadas. En efecto, entre 1979 y 1997 el crecimiento anual compuesto de dicho consumo fue de 4,1%, que se compara favorablemente frente a un crecimiento promedio del producto interno bruto (PIB) real del orden de 3,8% anual para el mismo período.

Por el contrario, el consumo de combustibles se redujo a una tasa anual de -4,2% entre 1998 y 2002, y sólo vino a recuperarse en años recientes a una tasa promedio de 4,3% anual durante 2003-2005 (véase la gráfica 1). Nótese, empero, que esta última tasa todavía se ubica ligeramente por debajo del crecimiento anual promedio del PIB real del periodo más reciente (4,4%). En términos absolutos, se tiene que los actuales 930.000 mbtu/día apenas equivalen a los niveles consumidos en 1994.

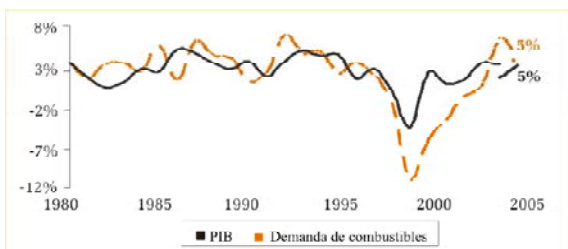
En todo caso, la demanda por combustibles exhibe un comportamiento evidentemente procíclico. De hecho, existe una elevada correlación positiva (89%) entre dicho consumo y las fluctuaciones del PIB real (véase la gráfica 2).

Gráfica 1. Consumo de combustibles en Colombia, 1979-2005



Fuente: Ecopetrol y cálculos de los autores.

Gráfica 2. Variaciones anuales del PIB y demanda de combustibles en Colombia, 1980-2005



Fuente: Ecopetrol y cálculos de los autores.

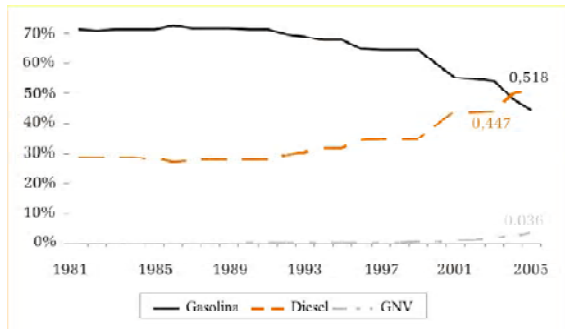
Caída en la demanda de gasolina: efecto ingreso y efecto sustitución

Los componentes de la demanda de combustible muestran, sin embargo, comportamientos disímiles frente al ciclo económico. Por ejemplo, la demanda de gasolina en el país registra la caída más pronunciada, pese al crecimiento del parque automotor durante todos estos años. Los 82.389 barriles de gasolina –promedio día– que se consumieron durante 2005 son apenas equiparables a los consumidos en 1983. Parte de este descenso en el consumo de la gasolina obedece a la caída del ingreso real de los hogares, a razón de -5,0% durante el período 1998-2002.

El otro elemento en contra de dicho consumo es la –sana– política de reducción del subsidio implícito al consumo de gasolina. No obstante, esta política no se ha podido acelerar de forma efectiva debido al incremento de los precios internacionales del crudo durante los años 2004-2005, que promediaron US\$41,5/barril (WTI) en 2004 y US\$55,9/barril (WTI) en 2005. La suma de estos dos elementos –caída en el ingreso de los hogares y aumento en el precio por reducción del subsidio implícito– ha traído consigo un *efecto ingreso* negativo, que redunda en la disminución de la demanda por el combustible.

Pero existe un segundo e importante *efecto sustitución* que ayuda también a explicar esta caída histórica en el consumo de la gasolina. Tal como su nombre lo indica, tiene que ver con el uso de las fuentes alternativas de energía. En el caso de la gasolina, se tiene que el uso del diesel y del gas natural vehicular (GNV) ha desempeñado un papel central, pues estos últimos elementos son más baratos que la gasolina corriente. Por ejemplo, mientras que la demanda de gasolina presentó una caída del orden de -37,1% –en volumen– durante 1997-2005, la de diesel se elevó 35,7% y la de GNV se quintuplicó durante ese mismo periodo. De esta manera, el peso relativo de la demanda de GNV sobre la demanda total de combustible se multiplicó por seis, pasando de representar 0,6% del total en 1997 a 3,6% a finales de 2005. Algo similar ha venido ocurriendo con la demanda de diesel, que pasó de representar 35% del total de la demanda de combustibles en 1997 a constituir 52% de dicho total en 2005 (véase la gráfica 3).

Gráfica 3. Composición de la demanda de combustibles en Colombia, 1981-2005



Fuente: Ecopetrol y cálculos de los autores.

La política energética y las señales vía precio: ¿son estas suficientes?

La reciente entrada en vigencia del esquema de biogolina, que agrega 10% de alcohol carburante, llegó justo en un momento en el que los precios internacionales del petróleo se han incrementado en más de 10% en el corrido de 2006. En el ámbito local, en vez de aprovechar la coyuntura para cerrar más rápidamente la brecha que existe frente al precio internacional, se decidió reducir en cerca de 60 pesos (1,3%) el precio del galón en el centro del país. La *disculpa* del momento consistió en que era pertinente transmitirle al consumidor final parte del incentivo tributario que se había otorgado a los productores nacionales de alcohol carburante. Como se sabe, según las estimaciones de Anif la carga tributaria constituye cerca de 35% del precio final de la gasolina (Informe Semanal Anif. 779. Septiembre de 2005).

La señal de mercado que emana de la adopción del esquema de «biocombustible» –la reducción del precio de la gasolina– es, sin embargo, un contrasentido económico que no guarda mayor consistencia frente a la escasez nacional e internacional del recurso petrolero. ¿Acaso se quiere incentivar el consumo de la gasolina? Lo correcto hubiera sido aprovechar la coyuntura del biocombustible para cerrar la brecha existente respecto al precio internacional.

Mientras tanto, el gobierno continúa postergando la fecha límite para el desmonte total del regresivo subsidio implícito a la gasolina, programado inicialmente para diciembre de 2004 y que se aplazó hasta diciembre de

2007. Es importante mencionar que el mantenimiento del subsidio no sólo emite una señal de mercado inadecuada, sino que, también, tiene implicaciones fiscales. Por cuenta de dicha subvención, el país dejó de recibir \$4,8 billones en 2005, lo que computa 1,7% del PIB.

¿Y los efectos ambientales?

Aun cuando el alza real de los precios de la gasolina ha inducido la sustitución hacia gas natural –más limpio y barato–, los datos presentados muestran que su consumo es de sólo 4% del total de demanda por combustibles. La mayoría del parque automotor continúa operando con el contaminante diesel en 52% de los casos, y el otro 45% del problema lo genera una gasolina corriente igualmente subnormal. Con el argumento de evitar el traslado del sobrecosto a los consumidores, el estado ha dejado de lado la adopción de políticas ambientales que regulen de manera efectiva los elevados niveles de contaminación asociados a la paupérrima calidad de nuestros combustibles.

Mientras tanto, en Colombia seguimos con la peregrina idea de que en materia ambiental estamos «educando al mundo». Los medios nacionales son, por lo general, proclives a hacer demasiado alarde de noticias farragosas: «Bogotá le enseña al mundo a vivir sin el carro particular»; pero cualquier visitante quedaría aterrado con los altos niveles de contaminación ambiental de la ciudad. La concentración de partículas suspendidas alcanzó un máximo de 203 partes por millón (ppm) en 2004, cuando la normativa internacional establece como límite 180 ppm. Según cálculos de la Universidad de los Andes, Bogotá es la decimotercera ciudad capital más contaminada del mundo.

Conclusión

La demanda por combustibles en Colombia muestra un comportamiento claramente procíclico. Sin embargo, al analizar por separado la evolución de la gasolina, el diesel y el GNV se evidencia una dinámica sustitutiva que apunta hacia el uso intensivo de las fuentes más baratas. Es así como, por ejemplo, el consumo promedio de gasolina había sido de 131.000 barriles/día en 1997 y se logró reducir a tan sólo 82.000 en 2005, siendo incluso inferior a los 88.000 barriles/día registrados en 1985. En términos microeconómicos, este comportamiento es el resultado de la sinergia entre los efectos ingreso y sustitución sobre la cantidad demandada.



Las señales de precio, en estos casos de una ilógica inacción colectiva, son claramente insuficientes y le corresponde al estado, representado por Ecopetrol, tomar cartas inmediatas en el asunto, de tal manera que, rápidamente:

1. Se eleve la calidad de la gasolina corriente para que se cumplan los estándares ambientales –avergüenza que la gasolina «extra» vendida en Colombia corresponda, en realidad, a la gasolina corriente-normal de los países desarrollados–; y
2. Se eleve la calidad del diesel, que es el factor más contaminante en Colombia, tanto por su pésima calidad como por el gran volumen consumido por parte del transporte público y de carga.

Por otro lado, consideramos que la política de desmonte de subsidios debe acelerarse. El país no puede desconocer las tendencias mundiales en términos de precios internacionales del petróleo, la reversión gradual de los flujos de capital ni, mucho menos, las limitaciones en exploración-explotación de las cuales es víctima. Los consumidores, por nuestra parte, debemos entender la presencia de una marcada escasez de gasolina y así sustituirla o hacer usos más eficientes de la misma.

En síntesis, estos aspectos requieren de un análisis más profundo que deberían liderar los ministerios de Minas y Energía, Hacienda y Crédito Público, y Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, para determinar cuáles son las verdaderas elasticidades-precio de la demanda por combustibles y cómo debe regularse su dinámica mediante estructuras impositivas o disposiciones normativas sobre su calidad. Por ejemplo, si es cierto que el combustible más contaminante que hoy distribuye Ecopetrol a todos los pulmones de los colombianos es el diesel –y el que más consumen los sistemas masivos–, la política debe ser la de purificarlo directamente en planta y no, sencillamente, creer que por elevar la estructura de su impuesto se reducirá de forma sustantiva su uso.

Es evidente que este mejor procesamiento de combustibles será más costoso que el actual y que los consumidores deberemos pagar más por ello, pero éste es el costo de tener un aire menos contaminado en Colombia. ☺





Impacto de la crisis energética en Argentina sobre el desarrollo de fuentes energéticas alternativas

Carina Guzowski

Magíster en economía. Departamento de Economía,
Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca.
cguzow@criba.edu.ar

Fecha de recepción: 27 de marzo de 2006.

Fecha de aceptación: 5 de mayo de 2006.

Resumen / *El objetivo de este trabajo es, en el marco del actual problema de abastecimiento energético argentino, analizar el papel de las energías renovables y qué perspectivas presentan las nuevas tecnologías en un ambiente caracterizado por la escasez de gas, considerando también que la eficiencia energética y las energías alternativas presentan un potencial importante para enfrentar un consumo energético en constante aumento.*

Palabras clave: energías renovables, medio ambiente, Argentina.

Abstract / *The goal of this work is to analyze the role played by renewable energies and the perspective of new technologies in Argentina in an atmosphere characterized by a gas shortage. Energetic efficiency and alternative energies present an important potential to face an energy consumption that is constantly increasing.*

Key words: Renewable energies, environment, Argentina.



Introducción

Desde 2002, Argentina enfrenta un problema energético estructural derivado de la naturaleza de las profundas reformas efectuadas en el sector en la década de 1990. El cambio en las reglas de juego implicó la privatización de la totalidad de la industria de hidrocarburos y la desregulación de las actividades de producción de gas y generación eléctrica, quedando reguladas las de transporte de gas natural y electricidad. En este contexto, los actores privados siguieron una estrategia en la que el gas se transformó en el recurso energético clave del sector. El proceso de inversión se orientó a: 1) aumentar la generación de energía térmica con gas natural; 2) construir gasoductos para la exportación del producto; y 3) aumentar la extracción de hidrocarburos con destino al mercado interno y externo, buscando maximizar el valor presente de las inversiones.

A comienzos de 2002, en un contexto de fuertes restricciones de la oferta de gas y de la capacidad de transporte, se produjo una devaluación del tipo de cambio que indujo, en los tres años siguientes, a una reactivación industrial significativa, principalmente en los sectores ligados al mercado internacional. Esto condujo al sector a un importante problema de abastecimiento energético (gas-electricidad) con características estructurales de difícil solución a corto plazo.

El objetivo de este artículo es, en el marco de la crisis que enfrenta el sector, analizar el papel de las energías renovables y las perspectivas que presentan estas nuevas tecnologías en un ambiente caracterizado por la escasez de gas, la necesidad de altos niveles de eficiencia en toda la cadena de valor y un consumo energético en aumento constante. El trabajo consta de tres secciones: en la primera se describe el sector energético argentino y se hace un diagnóstico de la crisis actual. En la segunda se analiza la participación de las energías renovables en el balance energético de Argentina y se identifican al menos dos tipos de barreras –económicas y financieras– a la introducción de este tipo de energías en el país. En la tercera se evalúa la experiencia internacional respecto a las políticas de uso eficiente de la energía y sustitución gradual de fuentes energéticas no renovables por renovables. En el último apartado se presentan las conclusiones.

El sector energético argentino: antecedentes y contexto actual

Las reformas en Argentina se han distinguido de otras experiencias internacionales por cuatro cuestiones claves: *la rapidez de su implementación; el alcance*, al haber abar-

cado al conjunto de industrias energéticas; *la profundidad* de los cambios introducidos; y *la fragilidad institucional* manifestada en una regulación débil. La reestructuración se inició en 1992 y se completó en poco más de dos años. Casi todos los activos del sector se transfirieron al control de los actores privados, luego de una profunda reorganización productiva, y se crearon mecanismos institucionales y regulatorios para construir espacios de mercado en la generación y comercialización de la energía. Ese enfoque, basado en el mercado y las privatizaciones, se planteó arguyendo la necesidad de mejorar el desempeño del sistema y de atraer las inversiones necesarias que el estado ya no estaba en condiciones de afrontar.

El proceso de privatización ha provocado controversia en cuanto a sus costos y beneficios para la sociedad. La mayoría de analistas coinciden en caracterizar cierto grado de heterogeneidad en el mismo, determinado por la urgencia del proceso, la existencia de marcos regulatorios previos a la privatización y el grado de competencia permitido en el sector (Murillo 2004).

En general, el modelo de privatización tuvo un trámite desordenado, con estrategias de venta cambiantes y con serias falencias en el sistema de regulación de los servicios públicos transferidos a las empresas privadas. Estas falencias continúan hoy en día en muchos sectores. La velocidad del proceso de privatización exigió, luego, rectificaciones y renegociaciones permanentes, con la consecuente falta de transparencia en la mecánica de los acuerdos posteriores a la firma de los contratos (Rabinovich, 2006).

La reforma del sector energético implicó un cambio radical en la organización productiva e institucional de las tres cadenas energéticas: petróleo, gas y electricidad. Este cambio presentó los siguientes rasgos más destacados (Fundación Bariloche 2005, 2):

1. Privatización de la totalidad de la industria de los hidrocarburos tras el previo desglose de algunos de los activos de la Empresa Nacional de Petróleo Argentina, llamada Yacimientos Petrolíferos Fiscales –antes YPF hoy Repsol YPF–.
2. Privatización de la empresa Gas del Estado, encargada de transportar y distribuir gas natural. Se desglosó en dos transportistas y ocho distribuidoras y se promulgó la ley 24.076 de marco regulatorio, que creó al Ente Nacional de Regulación de Gas (Enargas), encargado de regular las actividades de transporte y distribución de gas natural.
3. Se privatizó el sector eléctrico argentino, segmentando vertical y horizontalmente la industria. Se desreguló la actividad de generación y se regularon las de transporte y distribución de gas natural y electricidad.



Carina Guzowski

Este cambio en la modalidad de coordinación del sector, desde una organización integrada verticalmente, controlada centralmente por el estado, hacia una modalidad de mercado abierto, significó el traspaso y control efectivo de la mayor parte de la oferta energética al sector privado. Por tanto, la orientación del sector energético comenzó a ser guiada por las reglas de mercado, con sus implicaciones en la actual coyuntura de abastecimiento energético.

El sector energético en Argentina presenta algunas particularidades que se verifican al analizar la evolución de la estructura de abastecimiento energético desde la década de 1970 hasta la actualidad. La gráfica 1 muestra la dinámica de los cambios acontecidos en el abastecimiento de energía en el periodo 1970-2003. Se advierte el predominio del petróleo y derivados hasta mitad de los años 1970, y un claro proceso de sustitución paulatina del petróleo, comparativamente menos abundante, por fuentes energéticas renovables como la hidroelectricidad o por las que siendo fuentes no renovables son más abundantes, como el gas natural, utilizado como sustituto del petróleo en los usos residenciales y en la generación eléctrica.

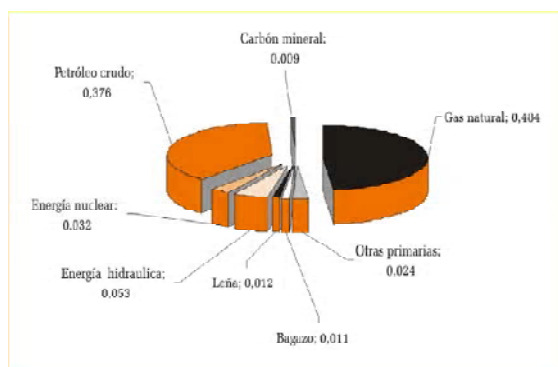
Durante los años 1970 y 1980, las políticas de precios aplicadas a los hidrocarburos en general no reflejaron las bruscas variaciones de los mismos en el mercado internacional, ni tampoco los costos correspondientes a los procesos de producción, transporte, transformación y distribución (Kozulj et al., 1990). Esto tuvo como consecuencia el deterioro progresivo de la situación económico financiera de las empresas estatales de energía. Es importante recalcar que en ese periodo la política energética tuvo como objetivo primordial darle un rol signifi-

cativo al gas natural, especialmente en la generación eléctrica, debido a su abundancia relativa en el mercado interno y a las ventajas ambientales de este recurso.

La gráfica 1 muestra la fuerte penetración del gas en la matriz energética argentina. En 1970 participaba en 17,8% en la matriz de energía primaria y en 2004 su participación ascendió a 48%, desplazando al petróleo de su histórico primer lugar.

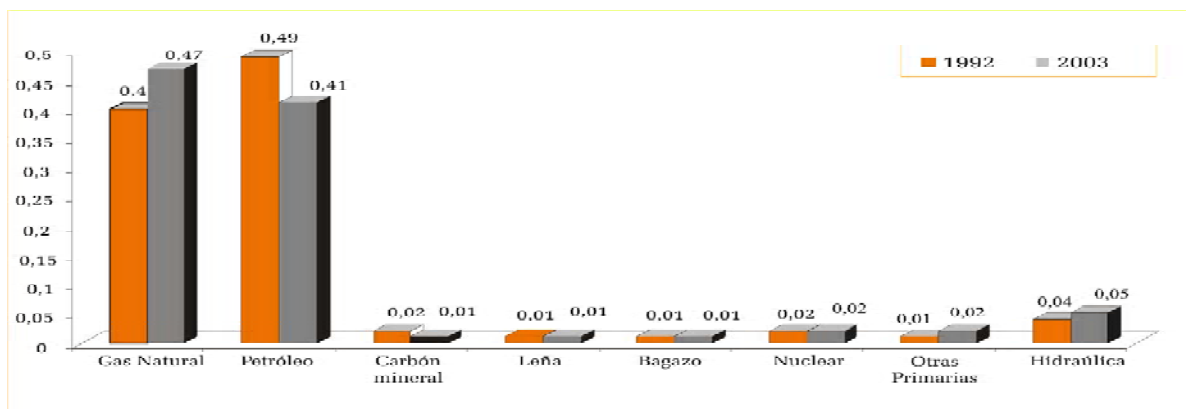
La gráfica 2 presenta la oferta de energía primaria en 2003: se observa que dos fuentes energéticas primarias – gas natural y petróleo crudo– representaron 86% de la oferta total, evidenciando la estrecha dependencia de la industria de hidrocarburos en Argentina.

Gráfica 2. Oferta de energía primaria, 2003



Fuente: elaboración propia con base en datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfica 1. Matriz energética primaria de Argentina: 1970, 1992, 2003



Fuente: elaboración propia con base en datos de la Secretaría de Energía de la Nación.



Por otra parte, el gas natural distribuido representa alrededor de 66% del total del consumo residencial, 50% del industrial, 37% del sector de comercios y servicios y 20% del consumo del sector transporte. La electricidad, por su parte, representa 24% del consumo energético industrial, 54% del consumo de comercios y servicios y 20% del correspondiente al sector residencial (Fundación Bariloche 2005, 8).

La fuerte interrelación entre la producción de gas y sus precios, y la generación térmica de energía eléctrica, presenta algunos aspectos interesantes a considerar, que permiten encontrar causalidades respecto al actual problema de abastecimiento energético.

En 2004, del total de la potencia instalada en el mercado eléctrico mayorista (23.033 Mw nominales), 56% correspondía a centrales térmicas, 39% a hidráulicas y el restante 4% a nucleares. A su vez, del total del parque térmico, 49% se hallaba conformado por centrales de tipo ciclo combinado (CC), 17% por equipos turbo gas (TG) y el 35% restante por equipos turbo vapor (TV). El conjunto del parque térmico utiliza gas natural si éste se halla disponible. El nivel de despacho del parque térmico depende del nivel hidráulico, mientras que el nuclear se halla con base en la demanda disponible. En ausencia de gas natural, sólo los equipos TV pueden consumir *fuel oil* (FO). Algunos ciclos combinados pueden quemar también *gas oil*, que es aún más costoso que el *fuel oil*. Sin embargo, no todos disponen de la infraestructura o logística para el almacenamiento de combustibles líquidos. De allí la elevada interdependencia que registra nuestra matriz energética entre gas y electricidad (Fundación Bariloche 2005, 9).

En el periodo transcurrido desde la reforma hasta la crisis económica de la presente década, el desempeño del sistema eléctrico mostró una disminución significativa del precio mayorista y un proceso de inversión muy dinámico. Estos hechos se han destacado como claros éxitos de la reforma, de tal modo que la experiencia argentina se ha presentado como modelo por seguir en otros países de la región latinoamericana. Tal vez el factor que mejor explicó este éxito "relativo"¹ fue la posibilidad de aprovisionamiento de gas a bajo costo y un mercado con una demanda muy insatisfecha, en el momento de la reforma.

El Plan energético nacional sustentable, elaborado por el Instituto de Economía Energética (Idee), señala que durante la década de 1990 los actores privados siguieron una estrategia bien definida que consistió en: 1) el aumento de la generación térmica con gas natural; 2) la construcción de gasoductos de exportación, dirigidos principalmente hacia Chile²; 3) el aumento de la producción de petróleo con destino al mercado interno y al externo: 31% de la producción; 4) la minimización de los riesgos de inversión –aumento de compresión en transporte del gas natural en vez de nuevos gasoductos–; 5) inversiones en exploración de bajo riesgo concentradas en la extensión de yacimientos ya descubiertos; y 6) la orientación de la producción al mercado externo con independencia de la reposición de reservas.

Considerando las interacciones entre las cadenas productivas de gas y de electricidad, y la incidencia de la disponibilidad de gas y de su precio en boca de pozo sobre la oferta potencial de gas y electricidad y sus correspondientes precios finales, se advierte con claridad el papel estratégico que el gas desempeña en el sector energético argentino, y las repercusiones inmediatas de su escasez de abastecimiento sobre el sistema eléctrico y sobre el mercado interno, debido a la altísima participación del consumo de gas por parte de sector residencial.

La crisis económica de 2001: consecuencias sobre el sector energético

A partir de 1998, Argentina ingresó en un proceso de recesión y deflación en el que comenzó a percibirse el fracaso de la política económica de la década de 1990 –programa masivo de privatizaciones–, que concluyó con un cambio en la conducción política del país en diciembre de 2001.

Ese año se manifestó abiertamente la crisis de la convertibilidad³, y a comienzos de 2002 se produjo una devaluación con un tipo de cambio muy alto durante la fase del *overshooting*, que luego convergió, a lo largo del periodo 2003-2005, hacia una estabilización próxima a una paridad de equilibrio y con tendencia a una relativa apreciación a causa de una inflación más alta que el aumento del tipo de cambio nominal (Fundación Bariloche 2005,

1 Con la palabra relativo se hace referencia al desempeño respecto a la industria del gas y del petróleo.

2 Chile planificó su abastecimiento eléctrico con base en el gas argentino, debido a que no cuenta con este recurso. Este país depende casi ciento por ciento del suministro de gas desde Argentina.

3 El plan de convertibilidad, puesto en marcha en abril de 1991, estableció por ley 23.928 la paridad cambiaria 1 peso = 1 dólar. Esto implicó la virtual dolarización de la economía y se resignó toda posibilidad de ejercer una política monetaria activa. Tampoco se estableció ningún periodo durante el cual tendría vigencia el régimen de convertibilidad.



Carina Guzowski

5). Así mismo, se planteó la cesación de pagos de la deuda externa y el congelamiento de las tarifas de las empresas de servicios públicos –convocando a la renegociación de los contratos–. El nuevo esquema macroeconómico indujo a una reactivación industrial significativa respecto al periodo recesivo de 1999-2002. Los primeros sectores en mostrar tal reactivación fueron los que lograron articularse o re-articularse al mercado internacional, en primer lugar las grandes empresas de origen extranjero, posteriormente algunas Pyme. También aumentó la actividad de aquellos sectores que pudieron participar del nuevo proceso de sustitución de importaciones. Tal reactivación se enmarcó en un contexto de restricción de la oferta de gas y con una capacidad de transporte que prácticamente no había crecido desde 1999 (Fundación Bariloche 2005, 4).

Para el segmento desregulado del sector de hidrocarburos –en especial para las empresas integradas y con fuerte participación en el *upstream*– la nueva situación fue favorable tanto porque los precios se hallaban dolarizados, como porque aumentaron en el mercado internacional. En cambio, los servicios de transporte y distribución de gas y electricidad quedaron “pesificados”, iniciándose un arduo proceso de renegociaciones. Este proceso condujo a la promulgación de la resolución 208/2004 y otras que mejoraron el precio que percibían los productores de gas natural a cambio de una garantía de oferta únicamente para las capacidades contratadas en firme. El sendero establecido llevó a un aumento en 1US\$/mbtu el precio del gas en boca de pozo en julio de 2005, aunque este aumento no se trasladó al sector residencial (Fundación Bariloche 2005, 4). En los segmentos de transporte y distribución aún no hay definiciones precisas. Sólo una mínima parte de las empresas ha accedido a la renegociación que habilita a las revisiones tarifarias integrales.

Frente a la escasez de gas, el gobierno puso en funcionamiento un conjunto de medidas tendientes a evitar tener que declarar la emergencia energética. Por un lado, se puso en movimiento la operación para importar *fuel oil* de Venezuela, gas natural de Bolivia y energía eléctrica de Brasil. Y, por otro, mediante la resolución 415 de la Secretaría de Energía se diseñó un mecanismo para desincentivar el consumo de gas y electricidad, conocido como Pure, Programa de uso racional de la energía.

En este contexto es importante analizar cuáles son las posibilidades reales que tiene Argentina para superar o paliar la crisis con políticas de uso racional de la energía y cuáles las potencialidades y obstáculos para el desarrollo de los recursos renovables.

Participación de las energías renovables en el balance energético de Argentina

Como parte de la convención sobre cambio climático, Argentina se ha comprometido a “formular, aplicar, publicar y actualizar regularmente programas nacionales y regionales, que contengan medidas orientadas a mitigar el cambio climático”. Durante el desarrollo de la cuarta Conferencia de las partes (CO4), realizada en Buenos Aires en 1998, el gobierno nacional anunció su intención de cumplir voluntariamente el primer periodo de compromiso (2008-2012) que establece el Protocolo de Kyoto, y esto implicaría la reducción efectiva de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En lo relativo a las energías renovables, Argentina cuenta con las siguientes opciones en materia de reducción de GEI (Secretaría de Energía de la Nación 2004):

1. Por un lado, aumentar la participación de la energía hidroeléctrica, desplazando generación térmica. Esta opción presenta serios obstáculos debido a los problemas sociales y medioambientales asociados a los desarrollos hidroeléctricos de gran envergadura. Sin embargo, los proyectos hidroeléctricos, que en la década de 1990 habían quedado desplazados por la generación térmica, en la actualidad han vuelto a ser considerados una alternativa viable. En este sentido, la crisis de la convertibilidad impactó positivamente sobre el desarrollo de una fuente de energía renovable –generación hidroeléctrica– debido a las actuales condiciones respecto a precio y aprovisionamiento de gas. Así mismo, las pequeñas caídas y corrientes de agua existentes en el país ofrecen también la posibilidad de generación en pequeños emplazamientos. La Comisión Nacional de Energía de Argentina (Conae) promueve, entre los actores privados, el desarrollo de este tipo de proyectos, demostrando que la rehabilitación de centrales minihidroeléctricas es rentable. Dichos proyectos cuentan con una potencia instalada menor a los 30 Mw y se localizan en pequeños ríos; además, no requieren de presas grandes ni inversiones cuantiosas. Tal como lo muestra el cuadro 1, en Argentina la potencia instalada en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos se estima del orden de los 365 Mw, con una producción de energía de 1.547,4 Gwh y un factor de utilización de 48%. En este sentido, este tipo de emprendimientos representan 93% de la potencia total en Mw provista por fuentes de energía renovable.



2. La segunda opción se refiere al aumento de la participación de la energía eólica⁴ en el parque de generación. Tal como se muestra en la gráfica 3, la actual capacidad instalada es de 26,6 Mw y se prevé un escenario optimista de 3.000 Mw para 2013. Lamentablemente, el potencial de esta energía se encuentra limitado por barreras de acceso a la transmisión, un suministro intermitente y altos costos para los emprendimientos en pequeña escala. Los 26,6 Mw representan sólo el 1% aproximadamente de la potencia instalada total de Argentina.

La energía eólica ofrece una serie de ventajas respecto a otras fuentes energéticas, a saber: protección del medio ambiente, diversificación del suministro de energía y rápida instalación, innovación y transferencia de tecnología. A diferencia de otras fuentes energéticas, los costos de la energía eólica disminuyen en forma constante. Este tipo de tecnologías han mostrado adelantos importantes que le han permitido ir cerrando la brecha que las separaban de otros tipos de generación en la relación costo-beneficio. Así mismo, los fabricantes se encuentran desarrollando nuevos diseños tecnológicos que

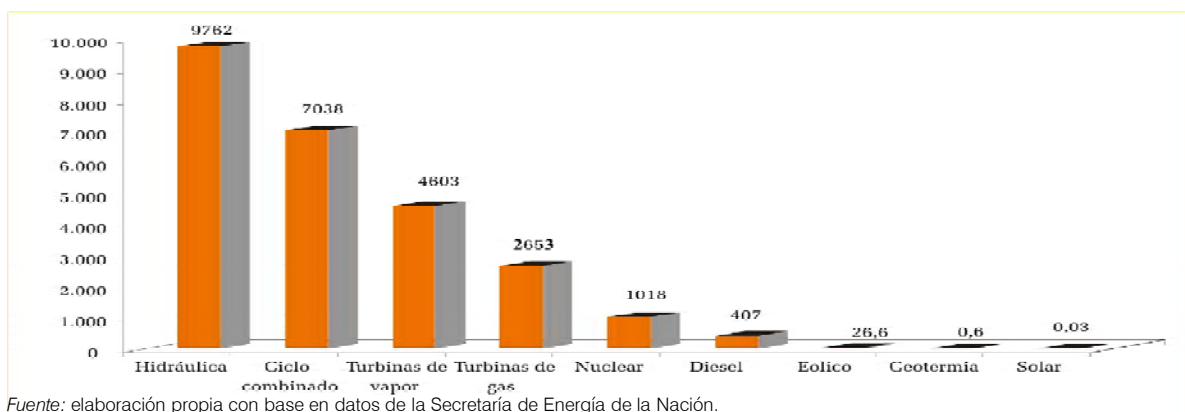
Cuadro 1. Fuentes de energía renovable en Argentina, 2002

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES	EÓLICA	HIDRO ≤ 30MW	GEOTERMIA	BIOMASA	SOLAR	MAREOMOTRIZ	TOTAL
Potencia total (Mw)	26,6	365	0,6	0	0,4	0	392,6
Participación	7%	93%	0%	0%	0%	0%	100%
Energía total (Gw)	78,8	1.547,4	4,2	0	0,9	0	1.631,3
Participación	5%	95%	0%	0%	0	0%	100%
Factor de capacidad*	34%	48%	80%	S/d	25%	s/d	47%

* En el caso de la generación eólica, el factor de capacidad es el principal indicador para medir el desempeño de una granja eólica. Este es el cociente entre la energía efectivamente generada y la energía nominal que podría ser generada si la velocidad del viento es siempre la velocidad proyectada –para obtener la potencia máxima–.

Fuente: Secretaría de Energía. <http://www.mecon.gov.ar>

Gráfica 3. Participación de las energías renovables en el parque de generación eléctrica en Argentina, 2003 (potencia instalada en Mw)



4 La energía eólica aprovecha la energía cinética del viento y la convierte en electricidad, aunque también se puede aprovechar para usos mecánicos –por ejemplo, bombeo de agua–. Tradicionalmente se ha empleado en pequeñas instalaciones, a veces en combinación con la energía. En la actualidad presenta importantes desarrollos tecnológicos que han posibilitado la producción de electricidad a gran escala. Es una energía muy competitiva en lugares donde la velocidad del viento supera los 6 metros por segundo. Los aerogeneradores que se instalan actualmente tienen una potencia de 600 Kw y se están aprobando ya molinos de 1,5 Mw.



Carina Guzowski

permitan acabar con un aspecto negativo de este tipo de tecnología, la contaminación sonora. Sin embargo, presenta una serie de limitaciones por considerar (CAMMESA 2006):

1. El combustible viento es una fuente intermitente de energía.
2. El combustible viento tiene una alta variabilidad.
3. El parque eólico debe ubicarse donde se encuentra el recurso viento, que puede estar o no cerca de la demanda o de la red de transmisión. Los sitios muy buenos pueden estar más lejos de la demanda que los sitios que están disponibles para competir con las fuentes de combustibles fósiles.
4. Los sistemas eólicos tienen un factor de carga bajo⁵ (0,2 a 0,4) respecto al de los sistemas convencionales (0,6 a 0,7).

Esta naturaleza intermitente y variable del viento puede causar problemas al sistema eléctrico. Las rápidas fluctuaciones de potencia desde un parque eólico pueden afectar los costos de operación y la estabilidad de la red a la que se interconecta. A partir del aumento de la participación de la energía eólica en el mundo, este aspecto se encuentra en estudio. Como los costos económicos, sociales y políticos asociados a una falta de suministro de energía son muy altos, tradicionalmente se resiste a considerar que una fuente intermitente pueda ofrecer potencia firme.

Barreras a la introducción de las energías renovables en Argentina

Las energías renovables presentan un potencial importante para aminorar los efectos negativos del consumo energético en continuo incremento, inducido tanto por el crecimiento económico, como por la transformación de las sociedades hacia modelos más energointensivos. Sin embargo, la introducción de políticas de desarrollo y fomento de energías renovables no ha formado parte de la agenda de los gobiernos en Argentina. Durante las décadas de 1970 y 1980, el objetivo fue expandir el suministro energético para propender al desarrollo económico y social. El mecanismo de control central y la planificación de la política energética fueron claves en este periodo, que se caracterizó por fuertes inversiones en el sector energético en represas,

obras de infraestructura y extensión de redes. En este periodo, si bien no existió una política expresa de desarrollo de fuentes renovables, prevaleció una política de sustitución de fuentes energéticas no renovables como el petróleo, comparativamente menos abundante, por fuentes energéticas renovables como la hidroelectricidad o por aquellas energías no renovables, como el gas, pero relativamente más abundantes y menos contaminantes.

En los años 1990, Argentina transitó un camino hacia un modelo de mercado abierto y competitivo en el que la asignación de los recursos energéticos quedó en manos del mercado, mediante la privatización de las empresas energéticas. El objetivo fue la extracción de los recursos energéticos como forma de recuperar rápidamente los capitales invertidos. En este periodo las políticas de desarrollo de las energías renovables no fueron prioridad. La dimensión financiera pasó a ser el motor de la reforma en todos los sectores productivos, y también en el sector energético. El objetivo primordial de la reforma fue hacer eficiente al sector, promoviendo el consumo energético para abastecer el mercado interno y externo. En este contexto institucional, la introducción de políticas de desarrollo de energías renovables y la promoción de políticas de uso racional de energía (URE) encontraron un conjunto de obstáculos y barreras que se detallan a continuación.

Las barreras para la penetración de las energías no renovables han sido clasificadas por distintos autores (Lutz 2001; Altomonte *et al.* 2003) en cinco categorías denominadas: técnicas, económicas, financieras, legales e institucionales.

En este documento, y para el caso de Argentina, se considerarán sólo las *económicas* y las *financieras*, debido a que, a la luz de este trabajo, son las principales para explicar los obstáculos que deben enfrentar los recursos renovables para su penetración en la matriz de energía primaria de este país.

Barreras económicas

Si las energías renovables deben alcanzar la misma competitividad que las no renovables en los mercados de energía liberalizados, es muy difícil que puedan integrarse a la oferta de energía primaria. En este sentido, por ejemplo, para la generación eléctrica, si la inversión y el

⁵ El factor de carga mide la productividad del parque eólico y se define como el cociente entre la producción de energía en el año y la potencia nominal multiplicado por 8760.



costo promedio de generación son los únicos factores de comparación entre las tecnologías que utilizan combustibles fósiles convencionales y las tecnologías que utilizan fuentes renovables, este objetivo no será fácil de lograr, debido a que los costos de las renovables exceden los de los combustibles fósiles en forma significativa. Tal como lo muestra el cuadro 2, el costo de generar un Kwh utilizando biomasa es el doble que el gas natural y su inversión es tres veces superior por Mw instalado (Altomonte *et al.* 2003, 8). Por tanto, los proyectos de energía renovable suelen salir perdiendo cuando se comparan sus costos con los de los grandes proyectos de energía que utilizan combustibles fósiles. La magnitud de los proyectos de energía renovable suele ser pequeña, pero si se compara con un proyecto de magnitud similar de energía generada utilizando combustibles fósiles, los costos de capital son comparables y los costos de operación a menudo inferiores. Si se tiene en cuenta la vida útil de las plantas de combustibles fósiles, los proyectos de energía renovable resultan aún más competitivos cuando la infraestructura de transporte de combustible y de transmisión y distribución de electricidad son inadecuados y es preciso hacer inversiones de capital importantes en esos rubros (Coviello 1998, 29).

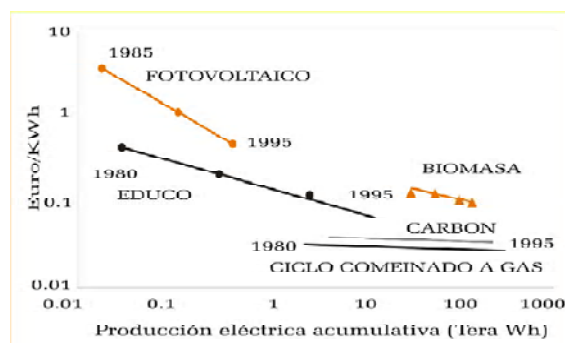
Así mismo, el desarrollo de las energías renovables podría reducir sus costos en el tiempo, aprovechando lo que diferentes autores han denominado como “curva de aprendizaje” (*learning curve*). Esta curva representa el resultado concreto del proceso de “aprender al hacer” de una aplicación tecnológica determinada a nivel industrial. La gráfica 4 muestra que para tecnologías maduras –como es el caso del ciclo combinado– la curva de aprendizaje es normalmente horizontal (Altomonte *et al.* 2003, 20).

Cuadro 2. Inversión y costos promedio de generación

TECNOLOGÍA	COSTO PROMEDIO DE GENERACIÓN (US\$ CENTS/KWH)	INVERSIÓN PROMEDIO (US\$/WATT)
Ciclo combinado a gas	3,5 (3,0-4,0)	0,6 (0,4-0,8)
Carbón	4,8 (4,0-5,5)	1,2 (1,0-1,3)
Nuclear	4,8 (2,4-7,2)	1,8 (1,6-,2)
Eólico	5,5 (3,0-8,0)	1,4 (0,8-2,0)
Biomasa (25Mw combustión)	6,5 (4,0-9,0)	2,0 (1,5-2,5)
Geotermia	6,5 (4,5-8,5)	1,5 (1,2-1,8)
Pequeñas hidro	7,5 (5,0-10,0)	1,0 (0,8-1,2)
Fotovoltaica	55,0 (30,0-80,0)	7,0 (6,0-0,8)

Fuente: Cepal. 1996. “Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe. El aporte de las fuentes renovables”. LC/L/1996.

Gráfica 4. Tecnologías eléctricas en la Unión Europea, 1980-1995



Fuente: Altomonte *et al.* 2003.

Barreras financieras

Los gobiernos deberían mostrar señales claras acerca del objetivo de la promoción de energías renovables, estableciendo mecanismos de mercado claros y estables, vía marco regulatorio, que contribuyan a disminuir el riesgo que los inversores privados asuman, trabajando con tasas de retorno más bajas y permitiendo que los proveedores de líneas de crédito dispongan de las garantías apropiadas.

El estado debería servir de vehículo por medio de los bancos nacionales de fomento o desarrollo, expidiendo una legislación que les permita a las empresas operar sin los riesgos de contingencias legales o tributarias. Es decir, establecer marcos institucionales que fomenten la implementación de políticas y programas de eficiencia energética. Una alternativa sería disponer, mediante la legislación, que un porcentaje del abastecimiento eléctrico se realice por conducto de energías renovables, de manera que las empresas que inviertan en este tipo de tecnologías tengan la seguridad de la venta de energía. Así mismo, asegurarles disminuir el riesgo de mercado firmando contratos de venta a largo plazo. En este sentido, las energías renovables podrían competir en el mercado *spot* con las provenientes de los combustibles fósiles.

En Argentina desde 1998 se declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional (ley 25.019). En la actualidad existe un proyecto de ley –aprobado por la cámara de Senadores y Diputados de la Nación– de régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía, destinada a la producción de energía eléctrica. En él se establece como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energía renovables de 8% del consumo de energía eléctrica nacional hacia fines de 2013.



Carina Guzowski

Existen recursos financieros internacionales para invertir en este tipo de tecnología, localizándose en aquellos lugares del mundo que les ofrezcan las mejores oportunidades y las mejores garantías. Por tanto, los estados, mediante políticas de promoción y uso sostenible de la energía, deberían funcionar como vehículos, por medio de los bancos nacionales, para canalizar este tipo de recursos, funcionando de alguna forma como garantes.

En el marco de estas políticas podrían fomentarse proyectos de tecnologías limpias enfocados a las empresas pequeñas y medianas, mediante un financiamiento subsidiado por el gobierno por medio de la banca nacional. Sin embargo, las entidades públicas y privadas, en particular las de los países en desarrollo, han estado paulatinamente abandonando sus esfuerzos en destinar fondos internacionales para el cofinanciamiento de sus programas de energías renovables, a causa de la complejidad y la lentitud en la preparación de propuestas y, en muchos casos, por la baja probabilidad de aprobación de dichas propuestas (Altomonte *et al.* 2003, 22).

Según Altomonte *et al.* (2003) lo que se necesita en la actualidad es identificar nuevos mecanismos de *partnership* público-privado, para hacer un uso más efectivo y eficiente de los recursos públicos, tanto internacionales como nacionales. Estos autores sostienen que debería existir una re-focalización desde estructuras “basadas en proyectos” hacia estructuras “basadas en negocios”, con el objeto de otorgar nueva confianza sobre la viabilidad de las iniciativas y superar la fase de apoyo público. Además, establecen que el mayor obstáculo que enfrentan las energías renovables es el concepto de “riesgo versus rentabilidad”, y esta cuestión es lo que retrasa la puesta en marcha de proyectos operativos no sólo en América latina sino también en los países desarrollados.

Las energías renovables: experiencia internacional

Desde el inicio de la década de 1970, la mayoría de los gobiernos europeos han intervenido en el sector energético para estimular el uso eficiente de la energía y sustituir las fuentes de energía no renovables. Cuando se analiza la política energética europea respecto a los recursos renovables, se pueden distinguir desde principios de esa década tres periodos, cada uno caracterizado por distintas percepciones de la situación energética mundial y de las externalidades asociadas a las actividades del sector, así como por las reacciones de los gobiernos con respecto a estos desafíos.

Durante el primero, que va de 1973 a 1981, la intervención estatal tuvo como primer objetivo asegurar el suministro energético nacional, motivado por eventos externos como las dos crisis del petróleo de 1973-1974 y 1979-1980 y el informe del Club de Roma, *Los límites del crecimiento*. En esa época muchos países se involucraron en programas de conservación de la energía y de la diversificación de sus fuentes energéticas (Lutz 2001, 15).

En el siguiente periodo, que se extiende de 1981 a 1988, se revisó el concepto de escasez de los recursos energéticos y del papel político que tradicionalmente se asignó a la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (Opep). El descubrimiento de reservas de petróleo y gas natural fuera de la Opep, junto con los resultados logrados en los programas de uso eficiente de la energía y de diversificación de las fuentes energéticas en los países industrializados, resultaron en una situación de sobreproducción de petróleo a escala mundial. Por esta época una nueva visión neoliberal de la economía criticó la intervención del estado por mantener situaciones anticompetitivas e ineficientes en el sector de energía y, por otro lado, el desastre de Chernobyl afectó el desarrollo de la opción nuclear (Lutz 2001, 16).

Finalmente, a partir de 1988 se observa una nueva situación en el sector de energía europeo, que se caracterizó por dos desarrollos claves: la integración política y económica y el Informe de la Comisión sobre medioambiente y desarrollo de las Naciones Unidas (Informe Brundlandt, 1987) que puso en debate el problema del cambio climático.

La iniciativa del mercado interior de la energía de la Comisión Europea en 1988, junto con la aparición del problema del cambio climático, marcó el comienzo de una nueva era de política energética en Europa, en el que ambos aspectos dominaron la agenda. La discusión sobre cómo conciliar los objetivos y las consecuencias de una mayor competencia –entre ellos los precios de la energía más bajos y el mayor crecimiento económico– y los compromisos de Kyoto de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, surgieron en la década pasada como aspectos centrales en el proceso de implementación del mercado interior de energía, debido a que no se cumplieron los objetivos anteriores a Kyoto, de estabilizar las emisiones de CO₂ en la Unión Europea.

Los pilares básicos sobre los que se ha apoyado la política energética europea han sido: 1) la protección medioambiental; 2) la eficiencia energética; y 3) el desarrollo de las energías renovables (Lutz 2001, 17). Por tanto, la promoción del uso eficiente de la energía y de las energías renovables ha presentado un lugar destacado en



la discusión de la política energética en Europa desde hace más de veinte años.

En la actualidad, Alemania, con un área de 357.046 km² y más de 82 millones de habitantes, cuenta con unos 14.609 Mw eólicos instalados y se estima que llegará a 23.000 Mw en su territorio para 2007 (véase la gráfica 5). En Dinamarca la industria de la energía eólica genera más empleo que toda la industria pesquera del país. Cabe decir al respecto que, según una estimación realizada por la Asociación Europea de Energía Eólica, por cada Mw de energía eólica instalado se generan de quince a diecinueve empleos al año en las actuales condiciones del mercado europeo. En este país, las empresas de distribución locales están obligadas a proveer un punto de conexión a la red en cualquier sitio dentro de su área, a generadores eólicos de por lo menos 1,5 Mw. En la parte oeste de Dinamarca durante las ventosas noches de invierno, 25% de la generación es eólica. Dinamarca es el país europeo que más gasta en investigación en recursos renovables – alrededor de 300 millones de euros en 2002–. La tasa de crecimiento de la generación con recursos renovables fue de 20% en 2004.

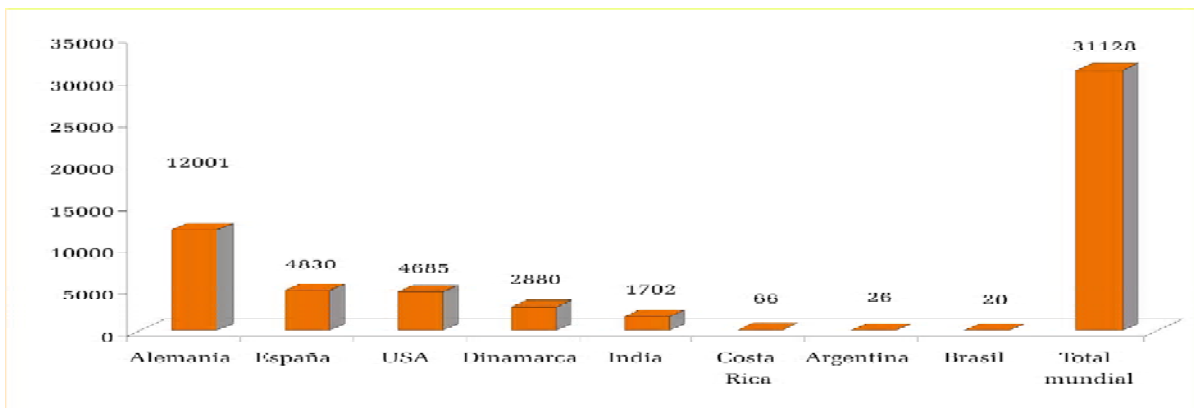
Ahora bien, la pregunta es, ¿cuál es la situación de América latina respecto al desarrollo de los recursos renovables y las políticas de uso eficiente de la energía? En principio se podría decir que en términos generales y salvo algunas excepciones como los programas de eficiencia energética en Brasil (Procel), los programas de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) y Fideicomiso para el ahorro de energía (Fide) en México y PAE (proyecto para el ahorro de energía) en Perú, en Amé-

rica latina estos programas no forman parte de la corriente principal de las políticas energéticas, es decir, Latinoamérica no ha incorporado cabalmente la problemática ambiental en sus planes de desarrollo energético.

El proyecto “Promoción del uso eficiente de la energía en América latina” de la Cepal y Synergy (Programa de cooperación entre países, manejado por la Comisión de Energía Europea) analizó la situación en varios países de América latina, y en las conclusiones de su análisis se identifican algunas causas principales que explican los obstáculos en la implementación de este tipo de políticas:

1. La falta de voluntad política para incluir la eficiencia energética y las energías renovables en las políticas energéticas en la última década. En los países latinoamericanos el objetivo de los gestores de la política energética se centró en cómo mejorar la eficiencia productiva del sector, favoreciendo la liberalización y apertura de los mercados de energía como medio para lograr menores precios y un mayor acceso a la energía comercial –a precios más bajos– por parte de los consumidores. El proceso de transformación de la estructura productiva e institucional de las industrias energéticas, que incrementó radicalmente la presencia de inversores privados e impulsó un mayor rol de los mecanismos de mercado, modificó considerablemente las condiciones para la implementación de las acciones de uso racional de la energía. En este contexto, la política de uso racional de la energía y de desarrollo de fuentes nuevas y renovables no han sido aspectos prioritarios de la política energética.

Gráfica 5. Energía eólica países líderes, 2000 (Mw)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Descripción del desarrollo y perspectivas de las energías renovables en la Argentina y en el mundo.



Carina Guzowski

2. Por otro lado, los precios relativos de las otras fuentes de generación –principalmente los derivados del petróleo– en la década de 1990, afectaron también el desarrollo de los recursos renovables. Con precios bajos del petróleo en esa década, y bajo una óptica de mercado, resultó evidente que la generación eléctrica se inclinara por el gas o el *fuel oil*, a pesar de sus efectos contaminantes, salvo que hubiera existido una decisión política de incorporar la problemática ambiental a la agenda de las políticas de los países.
3. En el caso particular de América del Sur, la existencia de una matriz energética más amplia y muy diversificada –petróleo/gas/hidroelectricidad/nuclear– debilitó las posibilidades de generar electricidad con fuentes de energía renovables. Los países del Cono Sur cuentan con una cantidad considerable de recursos fósiles e hidráulicos, lo que dificultó el desarrollo de las fuentes nuevas y renovables. En la década del 1990, el gas natural estuvo disponible de manera abundante, principalmente en Argentina, desempeñando un papel clave en el proceso de transformación del sector energético de la región. Los precios competitivos y las tecnologías de generación eléctrica a ciclo combinado altamente eficientes y de baja inversión dieron origen a un *“dash for gas”*. La inserción del gas natural tuvo consecuencias profundas sobre las decisiones de inversión, tanto por el lado de la oferta como por el de la demanda. En los años 1990 fue difícil imaginar que las opciones intensivas en inversiones como la hidroelectricidad, el carbón o la energía nuclear pudieran competir con las plantas de ciclo combinado a gas natural de bajo costo. En este sentido, el *“dash for gas”* también redujo la factibilidad económica de las opciones de energía renovables.
4. En la mayoría de los países de la región se han llevado a cabo reformas muy profundas en los sistemas energéticos, con apertura y competencia en toda la industria. En algunos de ellos, como es el caso de Argentina, este proceso puso en evidencia la carencia de marcos regulatorios e instituciones que aseguraran la regulación de tales industrias y el funcionamiento de políticas de desarrollo sustentable. En este contexto, los inversores privados orientaron sus inversiones hacia aquellas que se amortizaran en lapsos breves, desechando las más intensivas en capital, como por ejemplo los emprendimientos hidroeléctricos de envergadura.
5. Debido a los acuciantes problemas financieros que ha enfrentado la región, no hay fondos propios para el fortalecimiento de políticas que promuevan fuentes energéticas alternativas. Al respecto sería necesario el

apoyo de organizaciones internacionales, principalmente en lo relativo a la transferencia tecnológica.

Conclusiones

Las reformas introducidas en la década de 1990 en las industrias energéticas de la mayoría de los países de América latina han dado lugar a profundos cambios en las modalidades de coordinación del sector, pero no se ha logrado avanzar significativamente en lo referente al ahorro de energía y el uso de los recursos no renovables. Podría decirse que este aspecto constituye uno de los desafíos importantes en el perfeccionamiento de los esquemas de funcionamiento de la industria introducidos por las reformas, y que constituye uno de los objetivos de las mismas, denominadas de “segunda generación”, en la búsqueda de incorporar la problemática ambiental a los planes de desarrollo, tal como lo vienen haciendo los países europeos desde los años 1980.

El aprovechamiento de los recursos no renovables se enfrenta con distintas barreras –económicas, financieras e institucionales– que los mecanismos de mercado no pueden solucionar por sí solos. En consecuencia, es necesario un cierto tipo de intervención pública ya sea de manera directa, participando en el desarrollo de los proyectos, o indirecta, otorgando los correspondientes incentivos a la inversión privada. Estos incentivos no tienen por qué ser ni más ni menos favorables que los que se están otorgando para la búsqueda de recursos petroleros o mineros. Se trataría entonces de premiar las fuentes menos contaminantes, de la misma manera que se promociona la inversión en otras actividades. Existen al respecto mecanismos para la consecución de este tipo de objetivos, como, por ejemplo, desgravar las fuentes nuevas y renovables y sancionar las que generan mayores efectos perniciosos –tasa sobre el CO₂ u otras emisiones–.

Entre otros incentivos se consideran fundamentales la devolución de impuestos pagados en el proceso de exploración y explotación de nuevas fuentes, la deducción de los gastos de exploración para fines tributarios, los estímulos fiscales para la inversión en zonas rurales aisladas y la estabilidad tributaria.

El problema de abastecimiento energético que enfrenta Argentina abre una serie de interrogantes y desafíos hacia el futuro. Si bien es cierto que el desarrollo de las energías renovables por sí solas no resuelve el problema, ya que este presenta rasgos estructurales de dudosa resolución a mediano plazo, su inclusión en la agenda de política energética nacional permitiría reducir la incertidumbre y ofrecería una alternativa de reemplazo



paulatino de las energías provenientes de los combustibles fósiles, agotables, por aquellas derivadas de los recursos renovables. Esto permitiría aumentar la autonomía nacional frente a un panorama internacional de precios crecientes del petróleo y escasez de gas en el mercado interno.

En una coyuntura de crisis y escasez de recursos financieros es posible pensar en una estrategia de desarrollo energético que contemple el aumento de la participación de las energías renovables en la matriz energética. El gran desafío es desarrollar políticas energéticas sustentables en la región, aún en condiciones de crisis e incertidumbre.

Bibliografía

- Altomonte, H et al.** 2003. *Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas*. Cepal. Santiago de Chile.
- CAMMESA.** 2006. "Conceptos básicos sobre la inserción de la generación eólica en un sistema eléctrico de potencia". Disponible en www.cammesa.org
- Coviello, Manlio.** 1998. *Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia*. Cepal. Santiago de Chile.
- Fundación Bariloche.** 2005. *Lineamientos generales para la elaboración de un Plan energético nacional sustentable*. Buenos Aires. Junio.
- Kozulj, Roberto y Pistonesi, Héctor.** 1990. "Política de precios del gas natural y sus derivados en la Argentina, 1970-1988". *Revista Desarrollo y Energía*.
- Lutz, Wolfgang.** 2001. *Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina*. Proyecto Cepal/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América latina".
- Murillo, M. Victoria et al.** 2004. "Privatización y poder de mercado: el caso de la generación de energía eléctrica en la Argentina". *Revista Desarrollo Económico*. Abril-julio.
- Rabinovich, Gerardo.** 2006. "El impacto de la privatización de la industria energética sobre los consumidores finales en la Argentina. Cómo explicar la partida de los operadores extranjeros". Instituto Argentino de la Energía. Disponible en www.iapg.org
- Secretaría de Energía de la Nación.** 2004. "Descripción desarrollo y perspectivas de las energías renovables en la Argentina y en el mundo".





Sistema electrónico de contratos: entorno de mercado y análisis de riesgos

Diego Fernando Forero Díaz*

Administrador de Empresas.

Universidad Nacional de Colombia.

Analista de pruebas, Bolsa de Valores de Colombia.

diefor84@yahoo.com

Fecha de recepción: 3 de abril de 2006.

Fecha de aceptación: 16 de mayo 16 de 2006.

Resumen / *El paso de un mercado regulado a uno desregulado en electricidad trae consecuencias para los agentes que participan en él, en cuanto al riesgo al que se exponen. De esta forma, la aplicación de instrumentos derivados en el sector eléctrico de una manera estandarizada permite reconocer las necesidades del mercado y de los agentes que lo integran. El estudio de la madurez del mercado eléctrico en su conjunto y el manejo de riesgos se convierten en herramientas para analizar las posibilidades de administración adecuada del riesgo en cada uno de los factores que componen el mercado eléctrico colombiano.*

Palabras clave: instrumentos derivados, riesgo, sistema electrónico contratos.

Abstract / *The change from a regulated to a not regulated electricity market has some consequences for the participating agents such as the risk to which they are exposed. A standardized application of derivatives in the electricity sector allows recognizing the market's and agent's needs. The study of the maturity of the electrical market as a whole and the handling of risks can be used as tools to analyze possibilities of risk major administration for every factor that composes the Colombian electrical market.*

Key words: Derivatives, risk, electronic contracts system.

* Las afirmaciones y posibles errores son responsabilidad exclusiva del autor y no comprometen a la entidad donde labora.



Introducción

Los procesos de transición de un mercado regulado a uno desregulado en electricidad han implicado una serie de cambios estructurales que tienen consecuencias directas para los participantes en el mercado. En primera instancia, la introducción de un mercado *spot* de entrega física originó significantes niveles de riesgo de precios para los agentes, que quedaron expuestos a la volatilidad y a la falta de certeza sobre el precio. Debido a lo anterior surgió la necesidad de establecer instrumentos de cobertura con los que los participantes en el mercado pudieran administrar su nuevo entorno competitivo y estabilizar sus flujos de caja.

Ante la introducción de competencia en el mercado eléctrico surge la pregunta de si debe establecerse un mercado de futuros y opciones en electricidad. No obstante, ante la evidencia de los niveles de riesgo existentes, el objetivo de este trabajo es definir las condiciones que deben darse para que la inclusión de este mercado sea exitosa, y determinar los parámetros que deben tenerse en cuenta para su diseño, atendiendo a las particularidades del caso colombiano. El hecho de revisar las condiciones en que se desarrolla la propuesta del sistema electrónico de contratos (SEC), mediante el cual se estandarizan los contratos a futuro de electricidad, es fundamental para comprender su diseño y la forma como se manejarán los riesgos. Así podremos llegar a establecer un diagnóstico de la propuesta actual y los retos futuros.

Evolución y propuesta regulatoria

El esquema de contratos de energía a largo plazo, es decir, para entrega superior a un día, se inició en el mercado de energía mayorista (MEM) en 1995. Estos contratos se han negociado de una manera libre entre las partes. Bajo este esquema, los contratos bilaterales no cuentan con una estandarización en cuanto a cantidad de energía, precios y plazo.

El diagnóstico realizado por el agente regulador (Creg 2004) encontró que la organización de los contratos de largo plazo estaba generando:

1. Un alto nivel de contratos negociados bastante heterogéneos.
2. Falta de anonimato entre las partes.
3. Unos precios pactados que no están disponibles de manera oportuna en el mercado.
4. Riesgo latente de que algunas empresas comercializadoras, que tuvieran vínculos económicos con distribuidoras o generadoras, ejercieran algún tipo de posición dominante en precios que después trasladaran a los usuarios. Esto constituye una razón primordial para la introducción del nuevo esquema, puesto que esta discriminación permite la repartición de mercados entre agentes, impidiendo la formación de precios en un verdadero ambiente de competencia.

En resumen, se puede decir que la propuesta busca, por medio del SEC:

A partir del diagnóstico adelantado se elaboró la propuesta de creación del *sistema electrónico de contratos normalizados bilaterales* mediante el Documento Creg-005 de 2004, que se puso a consideración de los agentes, quienes presentaron sus observaciones, respondidas en el Documento Creg-039. Las modificaciones posteriores se propusieron en la resolución Creg-031 de 2005.

En resumen, se puede decir que la propuesta busca, por medio del SEC:

1. Estandarizar las condiciones y los tipos de contratos que se están realizando actualmente en el mercado.
2. Garantizar el anonimato entre las partes al hacerse bajo una plataforma en Internet.
3. Permitir el acceso en condiciones de igualdad para todos los agentes del mercado.
4. Disminuir los costos de transacción respecto al esquema actual.
5. Controlar el riesgo de incumplimiento de las partes.
6. Una operación eficiente y en línea por parte del administrador del sistema de intercambios comerciales (Asic).

El SEC consiste en una aplicación de los instrumentos derivados en el sector eléctrico de manera estandarizada, buscando reconocer las necesidades del mercado y de los agentes que lo integran. La propuesta de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) consiste en usar dos tipos de instrumentos derivados: 1) el contrato de futuro para compra o venta de energía desde el primer y hasta el último día del mes –o semestre– para el cual fue pactado su periodo de ejecución; y 2) contratos de opción *call* y *put* sobre contratos de futuro mensuales.

Su operación se hace en un mercado electrónico y se llevaría a cabo en tiempo real por Internet. Se concreta por medio de subastas electrónicas de doble punta en donde se constituyen las curvas de precios de referencia. El mecanismo le otorga poder de negociación a quien origina la subasta, reduce los costos del mecanismo con el que se venía operando y puede realizarse para compra o venta.

Algunos agentes del mercado han manifestado cierto escepticismo en cuanto a que la estandarización no va a permitir que sus necesidades de contratación sean totalmente cubiertas y no hay un proceso de implantación



Diego Fernando Forero Díaz

gradual que permita la adaptación al sistema. Además, señalan que los altos volúmenes de contratos negociados por fuera de bolsa en el mundo son un fuerte argumento para proponer la no implantación del sistema.

Aspectos por revisar en la propuesta

Los mercados de derivados en el sector eléctrico necesitan ser analizados desde varios aspectos, para llegar a conclusiones integrales que comprendan no sólo la eficiencia de los aspectos regulatorios, sino también las posibilidades de que este mercado permita administrar adecuadamente el riesgo en cada uno de los factores que lo componen.

El esquema desarrollado se ha basado en los estudios que buscan analizar la situación en que se va a originar un mercado de futuros en electricidad. Se encuentra que para el análisis hay dos ramificaciones básicas: la madurez del mercado eléctrico en su conjunto y el manejo de riesgos por medio del mercado de futuros (Beaver 2001). El primero es un aspecto externo para comprender el contexto en que surge la necesidad, y el segundo uno interno de cómo responde el mercado de futuros a las necesidades que dieron su origen. El esquema se construyó complementando los aportes bibliográficos de otros autores (véase la gráfica 1).

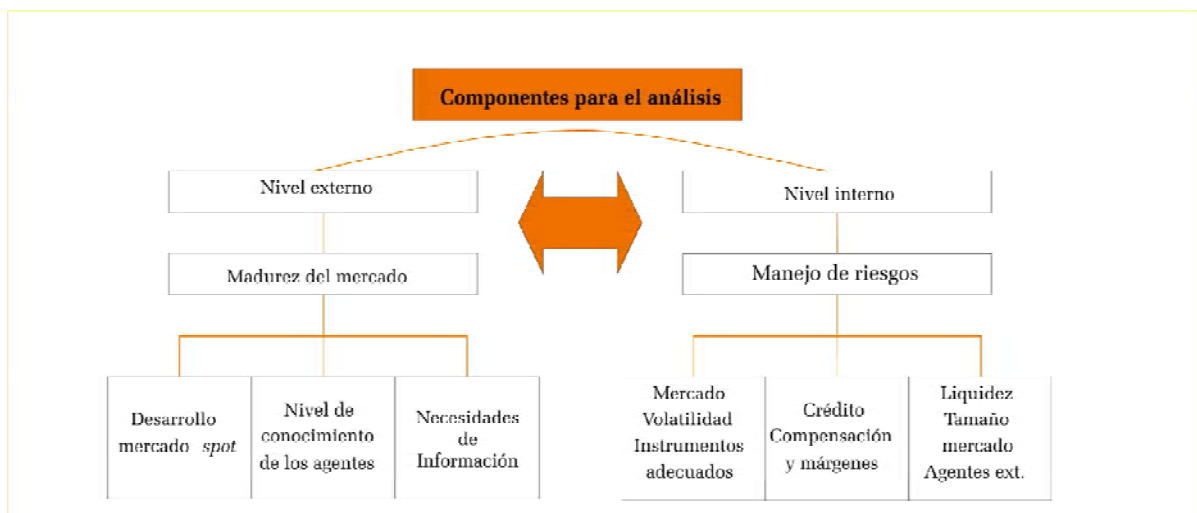
Cada uno de los puntos se trata a continuación y se analiza para el caso colombiano de desarrollo del SEC.

Análisis externo: grado de madurez del mercado

La introducción exitosa de un mercado de futuros en electricidad depende de lo que definiríamos como el *grado de madurez del mercado*, es decir, si el mercado está en condiciones para desempeñarse adecuadamente en los instrumentos derivados (Bits Canada 2002). Este aspecto fue analizado en principio por Amundsen (1992), quien afirma que es fundamental determinar el nivel de desarrollo que posee el mercado *spot*; posteriormente se incorpora el análisis de la situación de los agentes en cuanto a su nivel de conocimiento y sus necesidades de información (López *et al.* 2005).

Desarrollo del mercado *spot*. En Colombia se desarrolla por medio de la Bolsa de Energía, que tiene diez años de existencia y ha facilitado el manejo de posibles crisis como la disponibilidad de energía hidráulica por sequía. La Bolsa de Energía ha suministrado constantemente indicadores de precios que han servido como referencia para la construcción de los contratos bilaterales. No obstante, es importante que se disminuya el poder de mercado que ocasionalmente se presenta, para que este no llegue a distorsionar el comportamiento de los precios de los futuros.

Gráfica 1. Esquema análisis del mercado de derivados en electricidad



Fuente: elaboración del autor.



Nivel de conocimiento. Se evalúa para medir la capacidad de los agentes de entrar a operar en un mercado con las características del SEC, determinando el grado de conocimiento en cuanto a mercados de futuros y uso de estrategias de cobertura. Aquí se destaca la capacitación que han venido recibiendo los agentes a cargo del operador y administrador del mercado junto con organismos regionales de electricidad. Lo que se requiere es que, con el tiempo, todas las compañías trabajen con personal especializado en la materia y no tengan que manejar aspectos como liquidación de cuentas, facturación y presupuestos, entre otros. Por otra parte, se debe tener en cuenta que el uso de algunos instrumentos de cobertura, como el caso de las opciones, no es masivo hoy en día, lo que indica que, para que pueda masificarse, se requiere de una rigurosa capacitación y generación de confianza en el uso de este tipo de contratos.

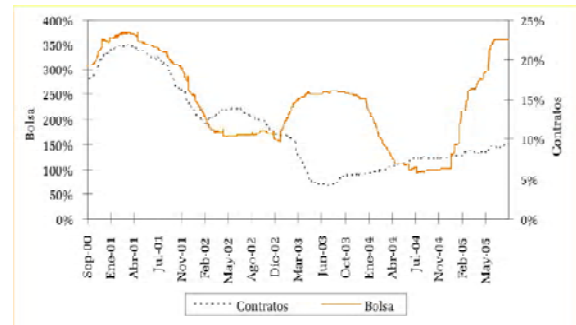
Necesidades de información La disponibilidad de información oportuna y adecuada permite a los agentes tomar decisiones considerando aspectos en materia de causación de precios, estado del parque de generación, eventos en la demanda e ingresos por restricciones, entre otros. Aunque esta información se encuentre disponible actualmente, debe complementarse con un conocimiento suficiente de la dinámica y el manejo de los contratos que se harían por medio del SEC, para que así no haya peligro de ventajas en información por parte de algunos agentes con mejor conocimiento.

Análisis interno: manejo de riesgos

Luego de reconocer que los mercados eléctricos competitivos están expuestos a una serie de riesgos, hay que analizar cómo el diseño del mercado de futuros va a disminuir el impacto de los mismos. Se analiza la forma como se manejarán los riesgos de mercado, crédito y liquidez. El *riesgo de mercado* se estudia teniendo en cuenta los niveles de volatilidad y la posibilidad de construir portafolios óptimos. Se incorpora el *riesgo de crédito* desde la calidad de compensación de los contratos, y el *riesgo de liquidez* en términos de tamaño del mercado y tipo de agentes autorizados.

Riesgo de mercado. En pocas palabras se define como la posibilidad de súbitos aumentos o disminuciones en los precios. En ausencia de volatilidad no serían necesarios los mecanismos de cobertura (Sioshansi 2002). Sin embargo, como la volatilidad de precios en el mercado eléctrico es muy alta (véase la gráfica 2) se necesita evaluar si los instrumentos propuestos en la resolución permiten a los agentes una óptima cobertura de este tipo de riesgo.

Gráfica 2. Volatilidad anualizada a precios constantes, agosto 2005. Mercado de energía mayorista



Fuente: elaboración propia, datos de ISA y Banco de la República.

Para evaluar lo anterior se revisa cómo la combinación de los dos tipos de instrumentos propuestos –futuros y opciones *call* y *put* sobre futuros– permite administrar el riesgo. Debido a que las opciones toman como subyacente el precio de los futuros, es de esperar que para una cobertura óptima los agentes que tengan posiciones en futuros se cubran en riesgo adquiriendo derechos en opciones con la posición contraria. Cabe anotar que los agentes pueden hacer todas las combinaciones que las estrategias con opciones les permiten, para establecer así los perfiles de riesgo deseados.

Ahora bien, hay que analizar qué tan sensible es el precio de la prima de las opciones ante cambios en las variables que la determinan. Para ello se evaluaron los grados de sensibilidad y se encontró, corroborando la teoría sobre opciones, que la mayor sensibilidad es ante cambios en el precio de ejercicio de la opción, determinado por el operador del mercado; de ahí radica la alta precisión que ellos deben tener asignando estos valores; de lo contrario, los agentes estarían expuestos a un alto riesgo de mercado.

Manejo del riesgo de crédito. Consiste en la posibilidad de incumplimiento de la contraparte al momento de hacerse efectivo un contrato (EIA 2002). Para el estudio se analizó si los mecanismos de compensación diseñados para la operación del SEC son adecuados y responden a la manera como se implementan en los mercados internacionales.

Primero se revisó el esquema mediante el cual se definen los márgenes iniciales de los contratos de futuros. Este resulta ser bastante conservador en cuanto a que exige unos márgenes proporcionalmente más altos que otros mercados, lo que puede generar un peligro de



Diego Fernando Forero Díaz

grandes pérdidas ante llamados al margen y, a su vez, requiere que las empresas cuenten con unos niveles de capital de trabajo demasiado altos, lo cual implica mayores costos financieros.

No obstante, se encontró una correlación positiva muy alta entre la desviación estándar de los precios de referencia para la determinación del margen y la proporción del margen respecto al precio de referencia. Por esta razón, se espera que luego de la entrada en operación del SEC, la volatilidad del precio de referencia sea baja y así los márgenes iniciales sean inferiores.

Ahora bien, esto nos lleva a un análisis más de fondo acerca de la estructura del mercado propuesta en materia de *sistemas de compensación*. El esquema establecido para el SEC no optó por trabajar con una *cámara de compensación* formalmente constituida, sino que el Asic se encargaría de administrar y definir las garantías que deben pagar los agentes. Hay que anotar que las estructuras internacionales operan con cámaras bien sea exclusivas para el mercado eléctrico o han incorporado las ya existentes a su operación (Bits Canada 2002). No existen ejemplos de desarrollo sin cámara de compensación formalmente constituida.

La propuesta establece una cámara de compensación “implícita”, en donde el mismo mercado asumiría el riesgo de contraparte; no obstante, el mecanismo formal de cobertura que se lleva a cabo a través de una cámara tradicional no se efectuaría. Hay que tener en cuenta que la constitución de la cámara no es una cuestión solamente del sector eléctrico, requiere del compromiso del sector financiero y las otras bolsas existentes en Colombia, ya que se necesita de un fuerte respaldo financiero que el sector eléctrico por sí solo no puede aportar.

La promulgación de la ley 964 de 2005, de reforma al mercado de valores, constituye el primer paso para la construcción de sistemas de compensación en Colombia. Falta esperar su formalización e implementación, ya que esta regulación puede aplicar para todo mercado, incluyendo el eléctrico, por lo cual una cámara de compensación para el SEC puede ser viable de esta manera.

Riesgo de liquidez. Un mercado de derivados tiene éxito sólo si sus instrumentos pueden ser transables en el mercado, hecho que no es muy claro con los contratos bilaterales vigentes. Siempre se recomienda la existencia de un mercado de futuros, aun cuando haya contratos bilaterales muy transados pues los futuros aportan liquidez y menores costos de transacción (Deng *et al.* 2003).

En primer lugar, es necesario establecer si el mercado está en capacidad de ser lo suficientemente grande para que los agentes puedan hacer transacciones de gran vo-





lumen de los instrumentos en donde quieren abrir posiciones o cerrar posiciones abiertas. Ello implica que, por lo general, en el mercado de derivados el monto de las transacciones realizadas es más alto que el monto negociado en el mercado *spot* (Toronto 2003). Para el caso colombiano, se esperaría que los agentes traspasasen su monto de negociación en contratos bilaterales al SEC y así se alcance un nivel adecuado de liquidez.

En cuanto al segundo aspecto por analizar para el manejo de liquidez, hay que anotar que por lo general un mercado de derivados cuenta con dos tipos de agentes, los cubridores de riesgo y los tomadores de riesgo (Asserlind 2003). Los agentes del mercado eléctrico pueden tomar los papeles, aun cuando lo más común es que ocupen el primero; por esta razón sería favorable la existencia de agentes externos que hagan uso de posiciones especulativas con el fin de darle liquidez al mercado; esto lo pueden hacer operadores financieros que necesiten diversificar sus portafolios (Amundsen 1992). La resolución no contempla la entrada de agentes externos.

No obstante, hay que anotar que el mercado financiero colombiano aún es muy pequeño y mientras no alcance un grado de desarrollo adecuado al sector eléctrico no le conviene permitir la entrada de agentes externos, que le darían mayor riesgo al mercado, pues una dificultad en los mercados financieros golpearía fuertemente al eléctrico. Esta posibilidad debe diseñarse en conjunto con los agentes financieros y las entidades reguladoras del mercado financiero, que en un futuro pueden regular también el mercado eléctrico de futuros.

Conclusiones

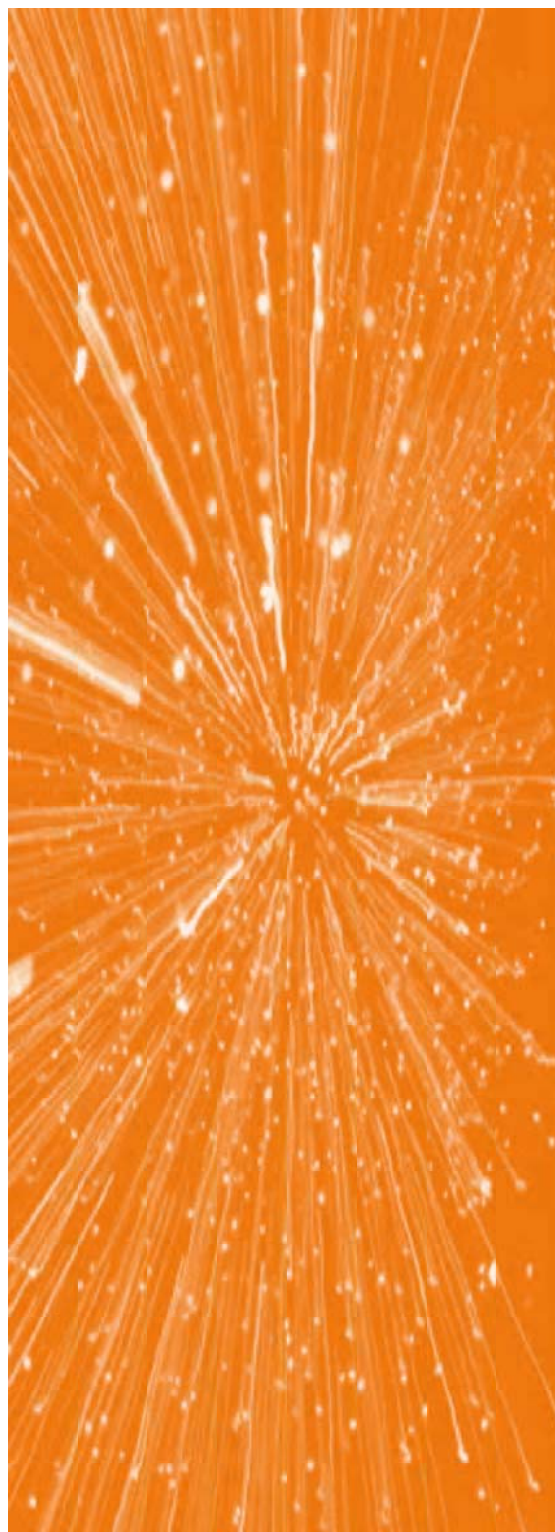
El esquema de análisis desarrollado para estudiar las condiciones en que se está llevando a cabo la propuesta del sistema electrónico de contratos nos permite determinar una serie de hallazgos que comprenden los aciertos y aspectos que deben tenerse en cuenta para la puesta en operación del SEC:

1. En materia del entorno en que se desarrollará el mercado, es de resaltar que se cuenta con un mercado *spot* muy desarrollado, que garantiza al mercado de futuros un dinamismo adecuado y la posibilidad de crecer con unos niveles de información suficientes; además, los agentes han recibido un proceso de capacitación gradual que facilitará su operación en el mercado. La plataforma de Internet del SEC debe proporcionar información en tiempo real que mejore la eficiencia en la toma de decisiones de los agentes.



Diego Fernando Forero Díaz

2. Los instrumentos de cobertura propuestos en la resolución permiten que los agentes hagan combinaciones adecuadas para cubrir los riesgos de mercado. Es importante que el operador del sistema adelante investigaciones en cuanto a la determinación óptima de precios de ejercicio de las opciones para evitar distorsiones.
3. La constitución de una cámara de compensación es un aspecto que incumbe a todo el mercado financiero colombiano; por tanto, es importante que se aproveche la coyuntura de reforma al mercado de valores y la implementación futura del SEC para que se establezca una cámara de compensación que administre los márgenes de todos los mercados colombianos.
4. El hecho de no adoptar una cámara de compensación formal puede ser la razón fundamental de los altos márgenes iniciales que deben pagar los agentes. Para disminuirlos hay que esperar al menos seis meses hasta que el operador del mercado informe índices de precios del mercado de futuros que permita menor variabilidad en los precios de referencia y, por consiguiente, en los márgenes.
5. Para que el SEC alcance unos niveles de liquidez adecuados, es necesario que los agentes inviertan activamente a un nivel superior o igual al que hacían con contratos bilaterales y que con el tiempo aumenten sus montos de posiciones abiertas. Ello sólo es factible en el caso en que los agentes encuentren que ese mayor nivel de contratación garantice mayor cobertura vía combinación de instrumentos. La apertura para el acceso de agentes externos debe considerarse, pero se necesita que el sector financiero se siga fortaleciendo. Los mercados eléctricos dinámicos del mundo requieren de la interacción activa del sector financiero y en Colombia ello no es muy claro aún.
6. El proceso regulatorio ha sido muy cuidadoso y ha buscado la participación de todos los agentes y asesoría internacional. No obstante, se percibe una lentitud excesiva en el proceso, que ha demorado el inicio del SEC, y se teme que en caso de ser necesarios cambios durante la marcha del sistema las posibles modificaciones sean muy lentas con lo que el mercado se resentiría fuertemente, constituyéndose así un riesgo regulatorio fuerte.
7. Una de las perspectivas de estudio actual es el desarrollo de mercados eléctricos en un contexto de integración regional; ello indica que un sistema de contratos normalizados de largo plazo como el SEC estará inmiscuido en este proceso. Por tanto, luego de su puesta en marcha, es importante hacer mediciones de manera apropiada, por medio de las cuales se reali-





zarán transacciones internacionales a largo plazo, en donde los agentes puedan hacer intercambios de compra y venta de energía para otras naciones. Esto daría mayores niveles de eficiencia a los precios.

8. Si el modelo que Colombia está desarrollando logra demostrar buen desempeño y beneficios para los agentes del mercado, se debe exportar. Para lo que se necesita que el administrador y operador del mercado estructure el sistema considerando las características generales de cada mercado en particular, y se desempeñe como consultor u operador de otros mercados.

El hecho de ser el primer país en formalizar un mercado de futuros en Latinoamérica tal vez represente un gran costo, pero a su vez le proporcionará al sector experiencia para acceder con mayor facilidad a nuevos mercados que serán atractivos para el modelo implementado en Colombia.

Bibliografía

- Amundsen, E. 1992. "Developing futures markets for electricity in Europe". *Energy Journal*. 13 (3).
- Asserlind, Kjell. 2003. *Establishing efficient marketplaces-lessons learned*.
- Beaver, Chris. 2001. *The design of an electricity derivatives market*.
- Bits Canada. 2002. *Introduction to electricity futures*.
- Creg (Comisión de Regulación de Energía y Gas). 2004. *Documento Creg 005*. 16 de enero.
- Deng, S. y Oren, S. 2003. *Electricity derivatives and risk management*. Working paper.
- EIA (Energy Information Administration). 2002. *Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries*. U. S. Department of Energy.
- López, J. y Meneu, V. 2005. "Los precios en los mercados reestructurados de electricidad: algunas lecciones básicas para la negociación derivada". *Cuadernos Económicos de ICE*. 69.
- Sioshansi, F. P. 2002. "The emergence of trading and risk management in liberalized electricity markets". *Energy Policy*. 30.
- Toronto University. 2003. *Energy finance and risk management*.



Pautas para autores

1. La revista *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, del Centro de Investigaciones para el Desarrollo, de la Universidad Nacional de Colombia, considerará para su publicación artículos de la siguiente tipología: de investigación científica y tecnológica, de reflexión, de revisión y cortos. También, reportes de caso, revisiones de temas, documentos de reflexión no derivados de investigación, análisis de coyuntura de autores nacionales o extranjeros en español, inglés y portugués, y reseñas bibliográficas cuyo objetivo sea aportar al avance del conocimiento de los subsectores energéticos. El Consejo editorial se reserva el derecho de realizar las modificaciones pertinentes.
2. Sólo se tendrán en cuenta para su publicación aquellos documentos que no hayan sido propuestos en otras revistas y cuya información sea 100% veraz.
3. El autor debe solicitar un formato de recepción de artículos, por correo electrónico o personalmente, el cual debe ser diligenciado y enviado junto con el artículo a obsce_bog@unal.edu.co. Éste formato se encuentra en <http://www.fce.unal.edu.co/oce/index.php>
4. Los trabajos serán sometidos a arbitraje doblemente ciego y evaluados por dos árbitros designados por el comité editorial de acuerdo con los siguientes criterios: originalidad, calidad científica, rigor conceptual y metodológico, claridad y coherencia en la argumentación y en la exposición. Los conceptos de la evaluación se le entregarán o enviarán al autor.
5. La recepción de documentos se realiza durante todo el año y el tiempo de evaluación de éstos será de 30 días hábiles a partir de su recepción.

Normas editoriales

1. Los trabajos se deben presentar en formato de Word (texto) o Excel para PC (cuadros y gráficas). Pueden tener hasta 4.000 palabras para documentos tipo 4), 7) y 8) y hasta 7.000 palabras para documentos tipo 1), 2), 3), 5) y 6). Incluyendo notas, referencias bibliográficas y tablas.¹
2. El autor debe incluir los datos de su dirección postal, número de teléfono y correo electrónico. En la publicación únicamente aparecerá el correo electrónico.
3. El resumen en español y en una segunda lengua (portugués o inglés)² debe tener una extensión de máximo 100 palabras. Especificar máximo cuatro palabras clave en español. Las palabras clave deberán ir después del resumen.
4. El título del artículo debe ser explicativo y recoger la esencia del trabajo.
5. Las tablas deben tener un encabezamiento específicamente descriptivo, estar citadas en el texto, y las abreviaturas y símbolos explicados al pie de la tabla.
6. Se requiere que los cuadros, gráficas o mapas sean muy legibles, con las convenciones muy definidas.

¹ Véase la definición de tipologías al final del documento.

² En caso de inhabilidad para escribir en un segundo idioma, el OCE se encargará de esta tarea.



Cuando sean gráficas originadas en Excel, debe incluirse el archivo fuente de los datos.

7. Las referencias bibliográficas deben conservar el estilo autor-fecha, insertadas en el texto (López 1998), no como nota de pie de página. Cuando la referencia se hace textualmente, el número de la página de donde se tomó debe ir inmediatamente después de la fecha, separado por coma (López 1998, 52), si incluye varias páginas (López 1998, 52-53), y en caso de varios autores (López *et al.* 1998).
 8. Las referencias bibliográficas deben ir al final del texto. La bibliografía debe limitarse a las fuentes citadas en el artículo, y estar ordenadas alfabéticamente por apellido. En caso de registrarse varias publicaciones de un mismo autor, ordenarlas cronológicamente en el orden en que fueron publicadas. Cuando un mismo autor tiene más de una publicación en un mismo año, se mantiene el orden cronológico, y se utilizan letras para diferenciar las referencias de ese mismo año (2001^a).
 9. Cuando se usen fuentes de Internet, se debe mencionar el autor, si lo tiene, y la dirección de la página WEB consultada.
 10. Los encabezamientos de cada sección se escribirán en negritas, a la izquierda y en mayúscula sostenida.
 11. Los símbolos matemáticos deben ser muy claros y legibles. Los subíndices y superíndices deben estar correctamente ubicados.
- Nota de Copy Right:** Los artículos se pueden reproducir citando las fuentes correspondientes.

Definición tipologías

- 1) *Artículo de investigación científica y tecnológica.* Documento que presenta, de manera detallada, los resultados originales de proyectos de investigación. La estructura generalmente utilizada contiene cuatro partes importantes: introducción, metodología, resultados y conclusiones.
- 2) *Artículo de reflexión.* Documento que presenta resultados de investigación desde una perspectiva analítica, interpretativa o crítica del autor, sobre un tema específico, recurriendo a fuentes originales.
- 3) *Artículo de revisión.* Documento resultado de una investigación donde se analizan, sistematizan e integran los resultados de investigaciones publicadas o no publicadas, sobre un campo en ciencia o tecnología, con el fin de dar cuenta de los avances y las tendencias de desarrollo. Se caracteriza por presentar una cuidadosa revisión bibliográfica de por lo menos 50

referencias.

- 4) *Artículo corto.* Documento breve que presenta resultados originales preliminares o parciales de una investigación científica o tecnológica, que por lo general requieren de una pronta difusión.
- 5) *Reporte de caso.* Documento que presenta los resultados de un estudio sobre una situación particular con el fin de dar a conocer las experiencias técnicas y metodológicas consideradas en un caso específico. Incluye una revisión sistemática comentada de la literatura sobre casos análogos.
- 6) *Revisión de tema.* Documento resultado de la revisión crítica de la literatura sobre un tema en particular.
- 7) *Documento de reflexión no derivado de investigación.*
- 8) *Reseña bibliográfica.* ☺

