



El Observatorio Colombiano de Energía (oce) hace parte del Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID) de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, y funciona en asocio con las Facultades de Ingeniería y Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá, y con la Facultad de Minas de la Universidad Nacional en Medellín. Los profesores e investigadores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética y de la modelación de los mercados energéticos.

Este Boletín está clasificado en la Categoría C de Colciencias.

Editor

Germán Corredor Avella
Profesor Asociado
Universidad Nacional de Colombia

Coordinador Editorial

Raúl Ávila Forero

Asistente Editorial

Diana Caruso López

Comité Editorial

Carmenza Chahín

Isaac Dyner

Mario García

Astrid Martínez

Alicia Puyana (Flacso México)

Héctor Pistonesi (Bariloche)

Philip Wright (Universidad Sheffield)

**Decano Facultad
de Ciencias Económicas**

Álvaro Zerda Sarmiento

Vicedecano Académico

Gustavo Junca

Director del CID

Germán Umaña Mendoza.

Subdirectora del CID

Adriana Rodríguez Castillo

**Observatorio Colombiano
de Energía**

Carrera 32 No. 23A-22

Bogotá, D.C. Colombia

Teléfono: (57) (1) 244 6649, ext. 102/107

Páginas web

www.fce.unal.edu.co/oce/index.php

www.cid.unal.edu.co

Correo electrónico

obsce_bog@unal.edu.co

Contenido

Editorial

2

Evolución reciente de la concentración en generación eléctrica en América Latina

Mario García Molina

Carlos Andrés Suárez

3

Energías alternativas en Colombia. ¿Salida a la crisis energética?

Diana Larisa Caruso

Ángela Patricia Pérez

Paloma Bernal Hernández

22

Pautas para autores

39

CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS



Editorial

Se acaban de iniciar dos procesos de gran importancia para el sector energético colombiano: la capitalización de **ECOPETROL**, que pretende colocar un 10% del capital entre el público, y la venta de cinco electrificadoras departamentales en una primera fase de oferta al sector solidario: Cundinamarca, Boyacá, Santander, Meta y Norte de Santander.

La capitalización de **ECOPETROL** parece ser el inicio de una privatización gradual de la estatal petrolera. Los argumentos dados por el Gobierno para desarrollar este proceso han sido fundamentalmente dos: obtener recursos frescos para los planes de inversión, especialmente en exploración los próximos años y para flexibilizar la estructura jurídica en términos de contratación, exploración, etc., con miras a competir en el mercado internacional. Adicionalmente se espera una amplia participación, con lo cual se pretende ampliar el mercado de capitales y la base de propietarios de acciones en el país.

Independientemente de estos argumentos, los resultados del proceso impactarán en la definición de las políticas de **ECOPETROL** en términos de prioridades de inversión, exploración en otros países, inversiones regionales de carácter social, etc., pues **ECOPETROL** se convertirá poco a poco en una empresa petrolera como otras tantas, solo que con alguna participación pública. En últimas dejará de ser instrumento fundamental de la política energética nacional.

En el caso de las electrificadoras departamentales, los argumentos han sido otros. El gobierno busca inversionistas estratégicos que mejoren la eficiencia de las empresas. Sobre esta base se restringió en forma drástica la participación del sector solidario, en el sentido de que individualmente ninguna persona natural o jurídica podrá adquirir un número relevante de acciones. Si el valor agregado que pretende el gobierno darles a las empresas se da o no está por verse, pues según los requisitos exigidos, podrán participar empresas sin mayor experiencia en estos temas, lo cual puede llevar

a inversionistas poco conocedores a hacerse dueños de empresas que hoy son rentables sin mayores beneficios para los sectores en términos de calidad del servicio o de mejoras en la eficiencia. Algunos casos muestran en el país y en el exterior que esta situación puede presentarse, con lo cual el Estado y los usuarios perderán mucho más de lo que se puede percibir por la venta.

La oferta del Presidente para invertir el producto de la venta en las regiones correspondientes redujo la resistencia política regional, pero los beneficios reales por este concepto pueden verse atomizados por el desarrollo de pequeñas obras sin mayor impacto regional.

En este caso, el panorama del sector eléctrico variará bien sea con la aparición de nuevos actores o con la mayor concentración de la propiedad en caso de que la compra la hagan empresas ya establecidas en el sector.

Los impactos de los dos procesos son por ahora inciertos, pero estaremos atentos a valuarlos y a analizarlos con toda la objetividad posible.

Por otra parte, queremos anunciarles a los lectores del Boletín que a partir del próximo número estaremos publicando una página, que esperamos sea permanente con información de las principales variables económicas del sector. Presentaremos la evolución de precios del petróleo, de los principales derivados, del gas natural, de la electricidad, etc. Esperamos con este nuevo esfuerzo aportar un poco más en el análisis de los temas energéticos del país.

Igualmente, estamos organizando un foro con presencia de invitados internacionales para analizar la situación de suministro y confiabilidad del gas natural, aspecto que preocupa a los expertos dadas las dificultades en el desarrollo de nuevos campos y en la expansión de la capacidad de transporte 🌐



Evolución reciente de la concentración en generación eléctrica en América Latina

Mario García Molina

PhD (University of Cambridge, UK), Profesor Asociado,
Escuela de Economía, Universidad Nacional de Colombia

Carlos Andrés Suárez

Magíster en Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Colombia
Funcionario de la Dirección Técnica de Gestión de Energía,
Superintendencia de Servicios Públicos

Fecha de recepción: 20 de marzo de 2007

Fecha de aceptación: 15 de junio de 2007

Resumen

Un elemento importante de las reformas que se dieron durante la década de los 90 en los mercados eléctricos de América Latina era reducir la concentración de la propiedad con el objetivo de disminuir las oportunidades para ejercer poder de mercado. El índice de concentración de Herfindahl-Hirschman es posiblemente la medida de concentración más tradicional desarrollada por la teoría de la organización industrial. En este artículo, se calcula el índice de Herfindahl-Hirschman para varios países de América Latina y se analiza el impacto de los procesos de reestructuración del sector en la concentración de cada mercado. Los resultados sugieren que no existe una clara relación entre la antigüedad de los procesos de reforma y la concentración de la propiedad en los mercados de energía eléctrica.

Palabras clave

Electricidad, reforma, concentración, América Latina.

Abstract

An important element of electricity market restructuring in Latin America during the 1990's was the reduction of property concentration in order to reduce opportunities to exercise market power. The Herfindahl-Hirschman concentration index is possibly the most traditional concentration measure developed by industrial organization theory. In this paper, we estimate Herfindahl-Hirschman Index for several Latin American countries and analyze the impact of electricity reform processes in the concentration of each market. Results suggest that there's no clear relation between the age of restructuring process and the reduction of concentration of electricity markets.

Key words

Electricity, Reform, Concentration, Latin America.

Clasificación JEL: L94, L33



INTRODUCCIÓN

El elemento más importante de las reformas de los noventa en el sector eléctrico fue la adopción de los mercados como mecanismo de asignación de recursos. Una condición para el funcionamiento de estos como un sistema de incentivos adecuado en un ambiente de iniciativa privada es la disminución de la concentración de los activos de las empresas de generación y comercialización. A través de la escisión de empresas y los procesos de privatización se buscaba disminuir el poder de mercado para evitar la obtención de rentas oligopólicas a costa del bienestar de los consumidores.

Una de las fuentes de poder de mercado más referidas en la bibliografía económica es la concentración. Los modelos clásicos de oligopolio de Cournot explican la capacidad de los agentes de influir sobre los precios en un mercado a partir de la concentración de la oferta en unos pocos productores. En este sentido cobra relevancia la construcción de indicadores que permitan determinar el nivel de concentración de un mercado y hacer comparaciones entre varios de ellos. Ello permitiría mejorar los diagnósticos del nivel de competencia logrado por el sector eléctrico.

En el caso latinoamericano el interrogante planteado es cuál ha sido el comportamiento reciente de la concentración en la generación. Dado que los países difieren en si realizaron o no procesos de reforma, y en este último caso en el año de esta, es posible plantear dos hipótesis alternativas dependiendo de si el cambio en la concentración es un proceso continuo o un evento puntual:

- **Hipótesis 1.** El grado de concentración es mayor en los sectores que no experimentaron reformas y disminuye después de esta. La reforma introduce un cambio en la dinámica de la organización industrial del sector que hace de la disminución en la concentración un proceso continuo. En este caso se esperaría que la concentración en un año dado fuera menor en aquellos que se reformaron primero. Adicionalmente, la tendencia en la concentración sería negativa en el período posterior a la reforma.



- **Hipótesis 2.** El cambio en la concentración obedece únicamente a las privatizaciones, pero el nuevo sector no introduce elementos endógenos que reduzcan posteriormente la concentración o, de introducirlos, estos se agotan rápidamente. La concentración, en este caso, disminuiría inicialmente y luego se detendría o incluso revertiría. Al comparar distintos países en un mismo período, los que han tenido una reforma reciente presentarían tendencia a la disminución de la concentración, no así los países de reforma temprana.

A pesar de la importancia del tema, son pocos los trabajos que lo han estudiado. Aunque existen estudios sobre el sector y su comportamiento, este elemento no aparece explícito (Vega et al. 2006, Rudnick 1998, Hermes de Araújo 2006). Se han realizado algunos esfuerzos aislados para calcular la concentración en países individuales (Tobón et al. 2005, ENRE 2000) y unos pocos con comparaciones internacionales: Dyer, Arango y Larsen (2006) estudiaron la participación de las tres empresas más grandes en Argentina



y Colombia para el 2002; Rudnick y Álvarez (1998) calcularon el índice para los países con mercados eléctricos más exitosos, a saber, Argentina, Chile y Colombia. García y Suárez (2007) estimaron la concentración para Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela como parte de la construcción de un índice de capacidad de ejercer poder de mercado. El presente trabajo avanza con respecto a los anteriores al introducir Argentina y Chile en la muestra, extender el período para Bolivia e intentar explicar la concentración en términos del choque producido por las reformas.

El trabajo se divide en cuatro secciones. La primera deja claros los límites de la medida de concentración para evitar que se saquen conclusiones apresuradas acerca del poder de mercado. La segunda sección presenta la metodología utilizada para el cálculo del índice de Herfindahl-Hirschman. La tercera muestra los resultados del ejercicio por país, y finalmente, en la cuarta parte se establecen las conclusiones.

OTRAS FUENTES DE PODER DE MERCADO

Existen particularidades del sector eléctrico que se deben tener en cuenta al considerar las distintas medidas de concentración como señales de poder de mercado.

- **Inelasticidad de la demanda de electricidad:** las tabulaciones tradicionales del índice de Herfindahl-Hirschman consideradas por la Agencia Federal Antimonopolio de los Estados Unidos se realizan tomando modelos de oligopolio de Cournot donde la elasticidad de la demanda es cercana a uno. En el mercado eléctrico, la elasticidad de la demanda cambia dramáticamente durante el día y en algunos periodos llega a valores cercanos a cero, lo que implica que en este mercado se requieran índices de concentración mucho menores para considerar a la industria un ambiente competitivo (Stoft, 2002).
- **Demanda en las horas pico:** pueden existir generadores con capacidad para poner el precio a partir de determinado nivel de demanda máxima (Borenstein et al. 1999). La medida de este tipo de poder de mercado podría plantearse como la capa-

cidad instalada de la empresa en cuestión sobre la franja de potencia del sistema interconectado. Sin embargo, este indicador tiene el problema de que la franja de potencia es una variable dependiente íntimamente del nivel de actividad económica, mientras que la capacidad instalada es completamente insensible a recesiones económicas de corto plazo. Un aumento en la franja de potencia ocasionado por la disminución en la demanda máxima que resulta de una recesión haría que el indicador tomara valores más pequeños, los cuales no serían el resultado de la disminución en la cantidad de capacidad que posee la empresa en cuestión. Por lo tanto, antes de sacar conclusiones de la aplicación de un indicador de este tipo es importante determinar las causas de los cambios en la franja de potencia.

- **Integración vertical:** La integración vertical entre empresas de generación y de transporte de energía puede ser una fuente de poder de mercado en la medida en que la empresa incumbente pueda privilegiar el transporte de su propia energía por





encima del transporte de la de sus competidores. Desde luego, las posibilidades de ejercer poder de mercado se incrementan cuando el operador del mercado no es independiente de las empresas de producción de energía. Al respecto, la tendencia de la regulación internacional en los países que buscan liberalizar sus mercados eléctricos ha sido no permitir la integración vertical entre generadores y transportadores de electricidad y propender porque el operador del mercado sea independiente de la cadena productiva. Sin embargo, como veremos más adelante, el mercado chileno, considerado internacionalmente uno de los más exitosos, permite la integración de actividades de transporte y generación.

- **Las restricciones de la red de transmisión:** en el mercado eléctrico es innegable la necesidad de considerar las condiciones de la red de transmisión al tratar de establecer el poder de mercado de un generador particular. Puede darse la situación de que un generador con una capacidad bastante modesta logre amasar poder de mercado si sus competidores se ven impedidos de participar en el mercado por las restricciones de la red. Estas empresas pueden optar por ofrecer su producción a precios bastante altos, sacrificando su despacho en el mercado *spot* cuando la red de transmisión funciona sin congestiones, pero obteniendo unas ganancias bastante altas cuando la red sufre algún tipo de congestión. Un buen indicador para reportar esta forma de ejercer poder de mercado podría ser la proporción de energía generada por restricciones. Sin embargo, este dato no es fácil de encontrar discriminado por empresa en los países de la Comunidad Andina de Naciones, lo que hace difícil su implementación en un sistema general de seguimiento a mercados eléctricos.
- **Funcionamiento de la bolsa de energía:** el funcionamiento de mercados *spot* en forma de *pool* propicia la existencia de arbitraje, por lo que cuando existe una estructura de este tipo los agentes con posesión de poder de mercado no pueden discriminar precios. A la vez, la existencia de un mercado *spot* organizado a partir de subastas multiproducto de primer precio, en el que los agentes hacen

sus ofertas de manera descentralizada y de forma confidencial, evita que los agentes busquen lograr soluciones cooperativas en las cuales a través de una coalición algunos generadores logran extraer rentas bloqueando la solución óptima de equilibrio de mercado competitivo.

Sin embargo, también es importante la existencia de contratos de energía de largo plazo por fuera del mercado *spot*, ya que a través de este mecanismo, los agentes logran disminuir su riesgo precio de mercado, suavizando su flujo de ingresos a la vez que les impide ejercer poder de mercado ante coyunturas de corto plazo. Otros mecanismos financieros para cubrimiento de riesgo que a la vez estimulan la aparición de arbitraje en el mercado son los contratos de futuros y de opciones. Sin embargo, existe el temor en las autoridades regulatorias de implantar este tipo de reformas, dado que las experiencias internacionales para corroborar sus resultados en el mercado eléctrico son bastante escasas.

En vista de las limitaciones que presentan las medidas tradicionales de concentración para determinar la existencia de poder de mercado en la industria eléctrica, varios autores han propuesto metodologías alternativas basadas en simulaciones de mercado para afrontar el problema (Borenstein et al. 1999). Sin embargo, estos modelos requieren para su implementación de especificaciones precisas sobre los costos de las empresas y las tecnologías de producción de las plantas, información que es difícil de conseguir simultáneamente para varios países de una región y más cuando se trata de países en vías de desarrollo.

METODOLOGÍA

La concentración se medirá mediante el índice Herfindahl-Hirschman, el cual determina el nivel de concentración de la industria a partir de la producción de cada una de las empresas que la conforman. Bajo la interpretación tradicional de este indicador se entiende que una industria es competitiva si el índice Herfindahl-Hirschman es inferior a 1.000, un oligopolio moderado si se encuentra entre 1.000 y 1.800, un oligopolio concentrado si está por encima de 1.800 y un monopolio si toma valores cercanos



a 10.000. El índice Herfindahl-Hirschman determina el nivel de concentración de la industria a partir de la producción de cada una de las empresas que la conforman.

En este trabajo el índice se construyó a partir de la capacidad instalada de cada una de las empresas, por dos razones; en primer lugar, la capacidad instalada es la variable más fácil de encontrar discriminada por empresa para todos los países del estudio. En segundo lugar, escoger esta variable permite abstraerse de los problemas que pueden generar las restricciones de transmisión en el mercado eléctrico, mientras que la generación real puede verse afectada por los problemas mencionados.

También es importante aclarar que en este trabajo se consideró la participación de unidades empresariales en oposición a la participación por grupos económicos. Esto en vista de que en varios de los países analizados las empresas están constituidas como sociedades por acciones y su capital es mixto,

de manera que un mismo grupo puede tener distintas participaciones en varias de las empresas del sector. Dada esta circunstancia, es difícil determinar el grupo empresarial que controla las decisiones en cada una de las empresas. Adicionalmente, en países como Colombia, Bolivia y Venezuela, gran parte de la propiedad de los activos de generación está en manos del gobierno central. Adicionalmente, no es claro cómo imputar la participación de un grupo cuando no tiene el 100% de las acciones de una empresa. A menudo se calcula la fracción correspondiente a las acciones poseídas pero aquí se estaría confundiendo propiedad con control. El procedimiento aquí usado puede subestimar, por tanto, el grado de concentración.”

El índice se define de la siguiente manera:

$$HHI = \sum_{i=1}^N (L_i)^2$$

Donde N es el número total de empresas que participan en el mercado y L_i , el porcentaje de la participación de la empresa i en la capacidad de generación total en el mercado.

El análisis partió de los datos disponibles para cada uno de los países. Para Colombia, Venezuela, Ecuador y Perú se utilizaron los datos ya calculados por García y Suárez (2006). Para Argentina y Chile, así como para Bolivia en 1998, se calculó el índice a partir de la información publicada en los anuarios estadísticos de los operadores de mercado de cada país.

Para comprender mejor el proceso, se presenta una revisión somera de la reforma en cada país. Enseguida se muestra gráficamente la evolución de la concentración en este. La hipótesis de cambio continuo sugiere que todas las gráficas tengan pendiente negativa; la hipótesis de cambio puntual predice que los países de reforma reciente presenten gráficas con pendiente negativa y los de reformas más viejas, pendientes horizontales o incluso positivas. Como los datos no correspondían con los mismos períodos, al final se presenta una tabla resumen para el período común.



RESULTADOS

Argentina

El Cuadro 1 resume las características del marco regulatorio del sector eléctrico argentino.



Cuadro 1. Principales características del sector eléctrico argentino

En agosto de 1989 se promulga la Ley 23696, la cual orienta la estructura de propiedad del sector eléctrico hacia el sector privado. En diciembre de 1991 se sanciona la Ley 24065, la cual determina el papel de los actores privados que participan en el sector.

La Ley 24065 establece la nueva organización del sector eléctrico, dividiendo la industria en tres actividades: generación, transmisión y distribución, con la participación de comercializadores; estas dos últimas actividades se constituyen como monopolios regulados en manos del sector privado, mientras que la primera se constituye como una actividad de competencia. En 2003 alrededor del 60 % de la actividad de generación, 100% de la actividad de transmisión y 70% de la actividad de distribución estaban en manos del sector privado.

En 1992 se privatizaron importantes compañías de generación como Central Puerto S.A. y Central Alto Valle S.A. En 1993 se privatizó la actividad de transporte, mientras que la actividad de distribución, que hasta la reforma estuvo a cargo de la empresa de propiedad estatal SEGBA, se dividió por áreas entre tres empresas privadas, Edenor s.a., Edesur s.a. Y Edelap s.a.

Respecto al grado de separación horizontal en la actividad de generación, la Ley de Electricidad 23693 no define un límite específico para la integración horizontal en el segmento de generación. Sin embargo faculta a ENRE para evitar comportamientos que atenten contra la competencia.

El artículo 35 de la Ley 24065 designa al Despacho Nacional de Cargas (DNDC) como operador del despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión. Posteriormente, mediante el decreto 1192 de 1992 se creó Cammesa, sociedad anónima integrada por todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, cuyas funciones son coordinar las operaciones de despacho, fijar los precios mayoristas y administrar las transacciones que se realizan dentro del Sistema Interconectado Nacional.

En el artículo 10 de la Ley 24065 se considera como gran usuario a “quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o distribuidor”. Existen tres tipos de grandes usuarios: los grandes usuarios mayores son aquellos con demandas de potencia para consumo propio mayor o igual a 1 MW y de energía igual o superior a 4.380 MWh anuales; los grandes usuarios menores son aquellos con demandas de potencia para consumo propio mayor o igual a 100 kW y menor a 2.000 kW; finalmente, los grandes usuarios particulares son aquellos con una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual a 50 kW y menor a 100 kW.

La Ley 24065 en su artículo 8 admite la figura de comercializador. Sin embargo, en Argentina la figura de comercializador está asociada con la actividad de distribución. No se ha desarrollado en este país un mercado minorista de energía eléctrica.

Para Argentina se tomó información de los informes anuales de Cammesa para el periodo 2000 a 2004. El índice HH toma valores entre 433 y 471, siendo el 2000 el año correspondiente al mayor valor y 2001 el correspondiente al menor valor. Estos son los menores valores que toma esta medida de concentración en el

conjunto de países andinos. Bajo una interpretación tradicional, la actividad de generación argentina es un mercado competitivo. En el gráfico 1 se puede apreciar que no existe una tendencia clara a una mayor desconcentración. Las cifras observadas en este estudio son ligeramente menores a las calculadas por

ENRE (2000) para los años de 1998 y 1999 usando la variable capacidad instalada para calcular el índice (549 y 548, respectivamente).

En 2004 la empresa con mayor participación en el mercado fue C. Costanera con alrededor del 9,5 por ciento de la capacidad. Las cuatro empresas más grandes poseen alrededor del 30 por ciento de la capacidad instalada.

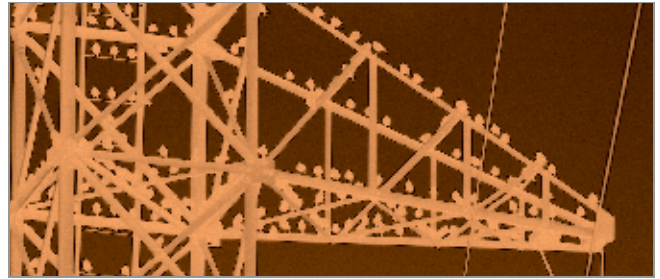
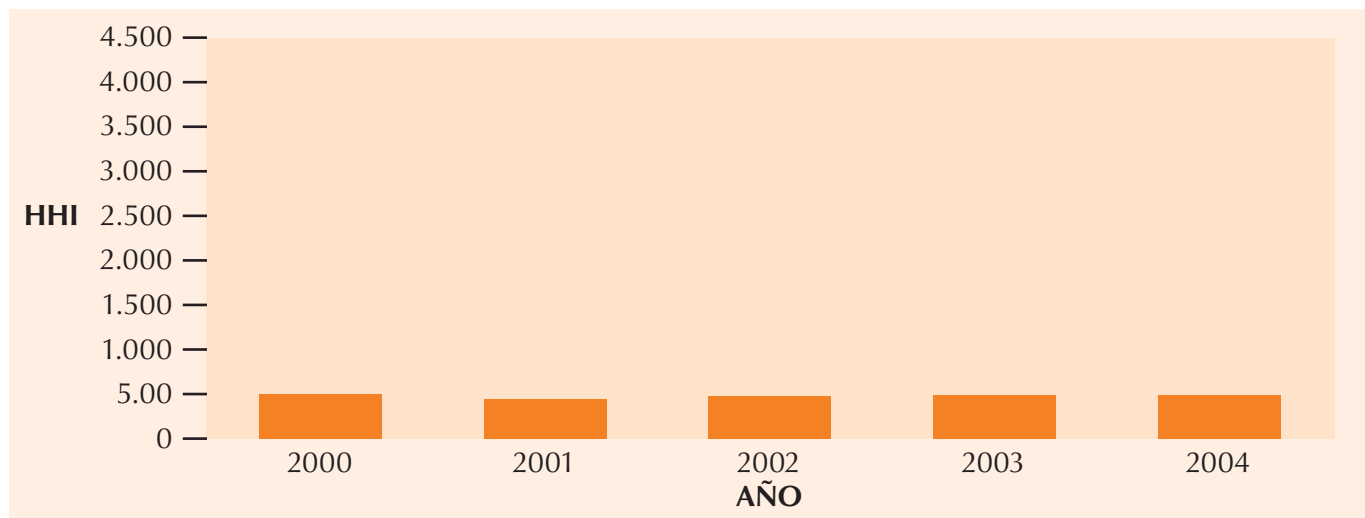


Gráfico 1. Índice de Herfindahl-Hirschman para Argentina



Fuente: Elaboración propia.

Bolivia

En el cuadro 2 se resumen las principales características del marco regulatorio del sector eléctrico boliviano¹.

Cuadro 2. Principales características del sector eléctrico boliviano

La reestructuración del sector eléctrico boliviano se da en 1994 con la Ley de Electricidad (Ley 1604). Esta ley divide la industria en actividades de generación, transmisión y distribución, configurando las dos primeras como actividades de manejo privado y la última como un servicio público sujeto a regulación.

Esta ley también reglamenta la desintegración vertical de las empresas eléctricas. Las empresas de generación, transmisión y distribución deben dedicarse exclusivamente a una sola de estas actividades. Igualmente, se reglamenta la separación horizontal estableciendo que las empresas de generación no podrán ser dueñas de más del 35 por ciento de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional, en forma individual o conjunta.

Continúa en la siguiente página

¹ Parte de la información de los cuadros resumen de la regulación de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela es tomada de Botero y Mira (2005). Se recomienda consultar este trabajo para ver una metodología para la evaluación del marco regulatorio de los países mencionados.



La industria eléctrica se configura como un mercado dentro del marco de la libre competencia, con sujeción a la ley.

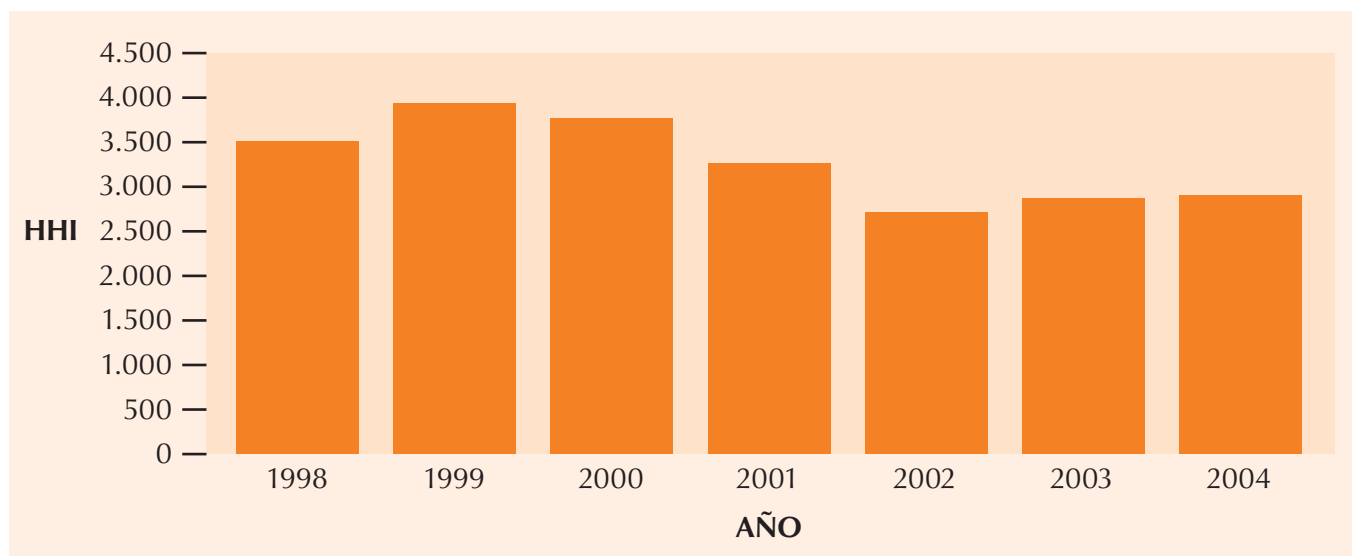
Desde la promulgación de la Ley de Electricidad se considera la figura de consumidor no regulado. Se define como aquel que tiene una demanda de potencia igual o mayor a un cierto mínimo y que está en condiciones de contratar, en forma independiente, el abastecimiento directo de electricidad con el generador o distribuidor u otro proveedor. Dicho mínimo es fijado por la Superintendencia de Electricidad y en la actualidad se ubica en 1 MW. El esquema regulatorio del sector eléctrico boliviano no considera el mercado eléctrico minorista ni la figura de comercializador.

Para Bolivia existe información disponible para el periodo 1999-2004 (Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga 1998, 1999, 2000, 2001, 2002 y 2003). El índice de Herfindahl-Hirshman en el periodo 1998-2004 toma valores entre 3.799 y 2.653, siendo el año 1999 el correspondiente al valor más alto y 2002 el correspondiente al valor más bajo. Esto indica que bajo una interpretación tradicional, según las tablas de la Agencia Federal Antimonopolio de los Estados Unidos, la industria es un oligopolio concentrado. Teniendo en cuenta la inelasticidad de la demanda de electricidad, es de esperarse que en este nivel de concentración la industria esté bastante

neradora más grande de Bolivia, Corani s.a., al pasar de poseer 52 por ciento de la capacidad en 1999 a 41 en 2002, y de otro a un aumento importante de la participación de la empresa Hidroeléctrica Boliviana s.a., que en 2002 alcanzó una participación aproximada al 7,5 por ciento.

La empresa con mayor participación, Corani s.a., posee alrededor del 43 por ciento de la capacidad de generación, y las cuatro empresas más grandes acaparan el 90 por ciento del mercado eléctrico del SIN. Es menester que las autoridades regulatorias bolivianas impulsen la desconcentración de la industria

Gráfico 2. Índice de Herfindahl-Hirschman para el SIN de Bolivia



Fuente: Elaboración propia.

lejos de un ambiente competitivo. Como se puede observar en el gráfico 2, la tendencia de este índice ha sido claramente descendente entre 1999 y 2002, sin embargo durante los años 2003 y 2004 ha tendido a estancarse. Este fenómeno se debe, de un lado, a la disminución de la participación de la empresa ge-

a través de la escisión de las empresas más grandes y el estímulo a la vinculación a la competencia por parte de nuevos inversionistas antes de permitir una completa desregulación de la competencia del sector generador boliviano. El decrecimiento del índice de Herfindahl-Hirschman tuvo un ritmo promedio de 3,1



por ciento por año. A este ritmo, un grado de oligopolio moderado bajo la interpretación tradicional de este índice solo lograría alcanzarse en el año 2018 y una industria competitiva, hacia el año 2037. Por tal razón, el grado de competencia en la actividad de generación debería ser incentivado por las autoridades eléctricas si se pretende dejar el sector a las fuerzas de la competencia e iniciativa privada.

Colombia

En el cuadro 3 se resumen las principales características del marco regulatorio del sector eléctrico colombiano.



Cuadro 3. Principales características del sector eléctrico colombiano

La reestructuración del sector eléctrico colombiano se dio a partir de la Ley 143 de 1994, la cual definió un marco regulatorio propicio para la participación privada en la industria. Esta ley se complementó con la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994). La Ley 143 abrió la oportunidad a la empresa privada para participar en el sector. A partir de esta ley la propiedad de los activos del sector ha pasado paulatinamente a manos del sector privado. El Estado pasó a ocupar el papel de regulador del sector. Respecto a la separación vertical, a partir de la Ley Eléctrica, la industria se dividió en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. A las empresas incumbentes se les permitió desarrollar varias actividades, pero llevando contabilidades distintas en cada actividad. A las empresas entrantes se les permitió desarrollar conjuntamente las actividades de comercialización y generación, comercialización y transmisión, y comercialización y distribución. En el tema de la separación horizontal, en Colombia ninguna empresa puede tener más del 25 por ciento de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional. Para las empresas que participan conjuntamente en varias actividades está prohibido tener más del 25 por ciento de participación en cada actividad.

En Colombia existe un mercado mayorista de energía que funciona como un *pool* en el que se reportan precios. Las actividades de transmisión y distribución están reguladas como monopolios naturales.

El marco regulatorio colombiano define dos categorías de usuarios: los regulados y los no regulados. Estos últimos son los que consumen más de 0,1 MW o su equivalente en consumo de energía (55MWh). Existe la figura de comercializador independiente y a la vez la legislación contempla la posibilidad de que el usuario tenga libertad de elegir la empresa de servicios públicos de electricidad. Sin embargo, aún no se ha desarrollado un mercado minorista de energía².

Para Colombia se tomó información para el periodo 1998-2005 (ISA - base de datos Neón). El índice de Herfindahl-Hirschman para el sector de generación en Colombia en el periodo bajo análisis toma valores entre 1.250 y 1.121, siendo 1999 el año con la mayor concentración del mercado y 2004 el de menor concentración. Esto indica que la industria eléctrica

colombiana, bajo una interpretación tradicional del índice, se configuraría como un oligopolio moderado. Sin embargo, la elasticidad de la demanda del sector impide afirmar categóricamente este hecho. Adicionalmente debe tenerse en cuenta que en Colombia existen fuertes restricciones en la red de transmisión, especialmente en las líneas que unen la Costa Atlántica con el interior del país.

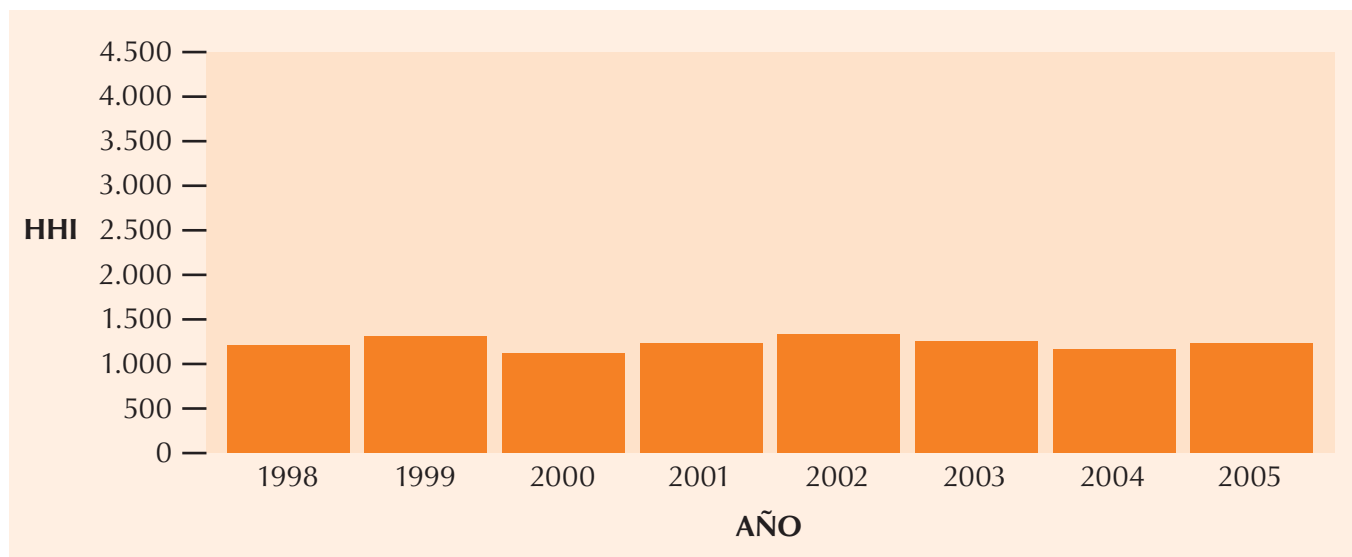
² Para ver una comparación entre los mercados eléctricos colombiano y argentino, ver Arango, Dyner y Larsen 2005.



Como es posible apreciar en el gráfico 8, el índice HH para Colombia no exhibe una clara tendencia a la desconcentración, por lo que es necesario que los organismos rectores del sector se mantengan alertas ante los jugadores más fuertes para garantizar una competencia limpia en la actividad de generación.

El índice de Herfindahl-Hirshman en Colombia disminuyó durante el periodo considerado a un ritmo promedio de 0,92 por ciento. Con esta tendencia y haciendo una interpretación tradicional, un índice correspondiente a una industria competitiva lograría alcanzarse en el año 2019.

Gráfico 3. Índice de Herfindahl-Hirschman para capacidad instalada del MEM. Colombia 1998-2005



Fuente: Elaboración propia.

Chile

En el cuadro 4 se resumen las características del marco regulatorio del sector eléctrico chileno.

Cuadro 4. Principales características del sector eléctrico chileno

El 13 de de septiembre de 1982 se promulgó el decreto con fuerza de Ley (DFL) No. 1, el cual modifica el DFL No. 4 de 1956 (la Ley General de servicios eléctricos). Esta ley rige “la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias”. La Ley 19.940 de 2004 modifica la Ley primera de 1982 en la regulación de los sistemas de transporte, mientras que la Ley 20.018 de 2005 o Ley Corta la modifica en los temas relacionados con las concesiones y licitaciones de la actividad de generación.

La Ley primera de 1982 organiza el sector eléctrico a través de un sistema de concesiones otorgadas a agentes privados. El sistema de concesiones eléctricas chileno está organizado alrededor de un mercado mayorista de energía donde los agentes reportan costos y los precios se determinan a través de algoritmos de optimización.

Continúa en la siguiente página



En Chile no se exige explícitamente en la legislación la separación vertical de la cadena. Las empresas operan bajo el esquema de concesión y sus tarifas son reguladas a partir de precios nudo en cada una de las regiones. Sin embargo, se han dado varios debates antimonopolio. Uno de ellos devino con la separación del principal transmisor (Transec), del principal generador (Endesa). Igualmente, no existe un límite explícito en la legislación chilena para la integración horizontal. Sin embargo, la Superintendencia de Electricidad vigila de cerca el ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas más fuertes.

El artículo 90 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece las condiciones para ser usuario regulado. En Chile son regulados los consumidores con un consumo inferior a 2 MW, aunque la ley contempla algunas excepciones.

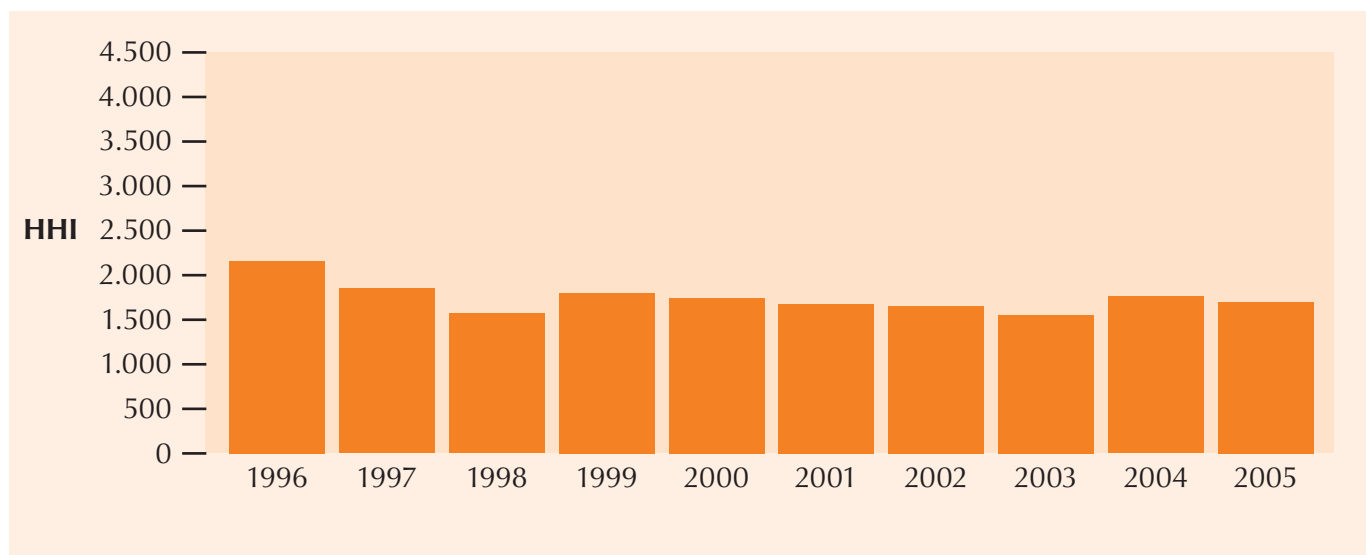
Las concesiones de los derechos de comercialización en Chile se dan sobre zonas de dominio único, por lo que no existe la competencia minorista. Aunque en el sistema eléctrico chileno existe la figura de comercializador independiente, sigue presentándose una fuerte integración entre las actividades de distribución y comercialización (Galetovic, 2003)

En el caso chileno se analizó el periodo 1996-2005 (CDEC-SIC, Estadísticas de Operaciones 1996-2005). El índice toma valores entre 2.089 en 1996 y 1.536 en 2003. Con la interpretación sugerida por la AFA-EU, esto indica que la industria eléctrica chilena pasó de ser un oligopolio concentrado a un oligopolio moderado. En 2005 el índice tuvo un ligero incremento hasta un nivel de 1.705. En este año las dos empresas más fuertes de la actividad (Endesa y Colbún s.a.) acumularon el 53 por ciento de la capacidad instalada del SIC. Durante el periodo de análisis, la primera de estas empresas redujo su participación sobre la capacidad de generación, pasando del 37,7 en 1996 al 31,1 por

ciento en 2005, mientras que Colbún S.A. dobló en el mismo periodo su participación en la capacidad al pasar del 10,8 al 22 por ciento.

Como es posible apreciar en el gráfico 4, el índice HHI chileno exhibe una ligera tendencia a la desconcentración. A pesar de esto, el sector de generación chileno está lejos de poderse considerar un mercado competitivo, hecho que resulta curioso al tratarse de un país que fue pionero en el mundo en la liberalización del sector y que es considerado una experiencia exitosa. Otros estudios como los de Rudnick y Álvarez (1998) ya habían resaltado esta paradoja del mercado chileno.

Gráfico 4. Índice de Herfindahl-Hirschman para el SIC Chile, 1996-2005



Fuente: Elaboración propia.



Ecuador

En el cuadro 5 se resumen las principales características del marco regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano.



Cuadro 5. Principales características del sector eléctrico ecuatoriano

La reforma del sector eléctrico ecuatoriano fue una de las más tardías en la región y se dio a partir de la promulgación de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico en 1996. Aunque esta ley plantea la participación de capital privado, establece que en las actividades de transmisión, distribución y generación el Estado debe ser propietario por lo menos del 51 por ciento de las acciones con derecho a voto.

En general, el marco jurídico ecuatoriano exige la separación estricta de las empresas de transmisión, distribución y generación de energía eléctrica. Sin embargo, se permite que empresas de generación y transmisión tengan pequeñas inversiones en empresas de distribución. Al igual que en Colombia, en Ecuador existe un límite del 25 por ciento para la integración horizontal en la actividad de generación. Las actividades de transmisión y distribución son reguladas como monopolios naturales, por lo que no tienen limitación en este sentido.

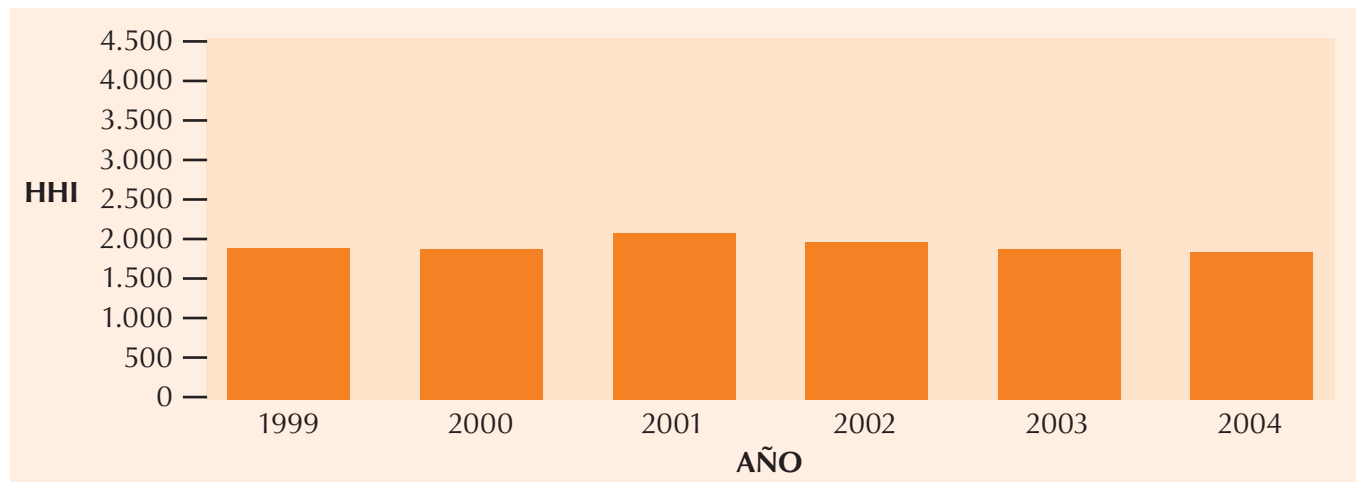
En la ley del régimen del sector eléctrico se establece que la actividad de generación de energía eléctrica será prestada en un ambiente de competencia por agentes autorizados por Conelec.

El marco regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano permite a los grandes consumidores acordar libremente con un proveedor mayorista el precio de la energía. Para ser Gran Consumidor se requiere tener una demanda superior a 1 MW o un consumo superior a 7.000 MWh. En Ecuador la figura del comercializador está asociada directamente con la actividad de distribución y hasta el momento no se ha configurado un mercado minorista de electricidad.

Para el caso de Ecuador se tomó el periodo de 1999 a 2004 (Conelec, Consejo Nacional de Electricidad. 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004). El índice de Herfindahl-Hirschman para la capacidad instalada de la actividad de generación arroja para el periodo valores entre 1814 en 1999 y 1847 en 2004, lo que indica que la industria se configura como un oligopo-

lio concentrado, aunque sin estar lejos de pasar a ser un oligopolio moderado. Sin embargo es importante anotar que aunque el índice HHI no muestra una tendencia clara, al final del periodo se puede observar un leve incremento de la concentración de la industria eléctrica en comparación con el año de 1999.

Gráfico 5. Índice de Herfindahl-Hirschman para Ecuador, 1999-2004



Fuente: Elaboración propia.



Perú

En el cuadro 6 se resumen las principales características del marco regulatorio del sector eléctrico peruano.

Cuadro 6. Principales características del sector eléctrico peruano

La reforma del sector eléctrico peruano se inició a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844) en 1992. Esta ley permitió la participación del capital privado en los proyectos de expansión de la industria tanto en proyectos de transmisión como en la actividad de generación.

La Ley de Concesiones prohíbe que una misma empresa desempeñe varias actividades dentro de la industria, aunque reconoce ciertas excepciones en los casos que no impliquen restricciones a la competencia. Adicionalmente, en Perú existe una Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que fija en 5 por ciento el máximo porcentaje que una empresa de una actividad determinada puede tener en otra. La Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico plantea un máximo de integración horizontal del 15 por ciento de la participación en cualquiera de las actividades del sector.

El marco regulatorio peruano considera la actividad de generación eléctrica una actividad que debe ser orientada por principios de competencia.

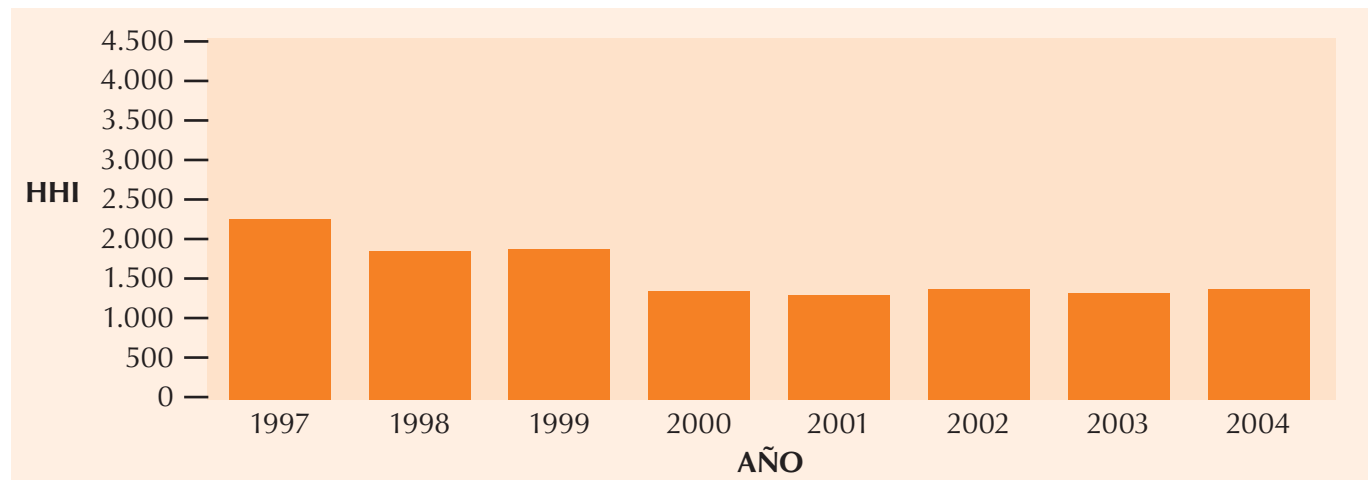
La Ley de Concesiones considera la figura de consumidor no regulado. El límite a partir del cual se considera que se es usuario no regulado es el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión o a partir de 1.000 KW.

En Perú no existe la figura de comercializador independiente ni tampoco se ha configurado un mercado minorista de energía.

Para Perú se consideró el periodo 1999-2004 (Ministerio de Energía y Minas. 1998, 1999, 2000, 2001, 2003, 2004). El índice de concentración de Herfindahl-Hirschman calculado para Perú a partir de la capacidad instalada toma valores entre 2.214 en 1997 y 1.328 en 2001. Hasta 1999 la industria mostraba un nivel de concentración de un oligopolio fuerte. A partir del año 2000 la entrada de nuevas empresas participantes del mercado generador como Egasa, San Gaban y

Enersur propició una reducción de la concentración reflejada en un índice HH de 1.362, correspondiente a un oligopolio moderado. La tendencia de la medida de concentración HH es claramente decreciente hasta el año 2001, en el cual sus valores se estancan. Para el año 2004 la empresa con mayor participación en la capacidad fue Electroperú con el 22,1 por ciento y las cuatro empresas más grandes son propietarias del 63,5 por ciento de la capacidad instalada.

Gráfico 6. Índice de Herfindahl- Hirschman para Perú, 1997-2004



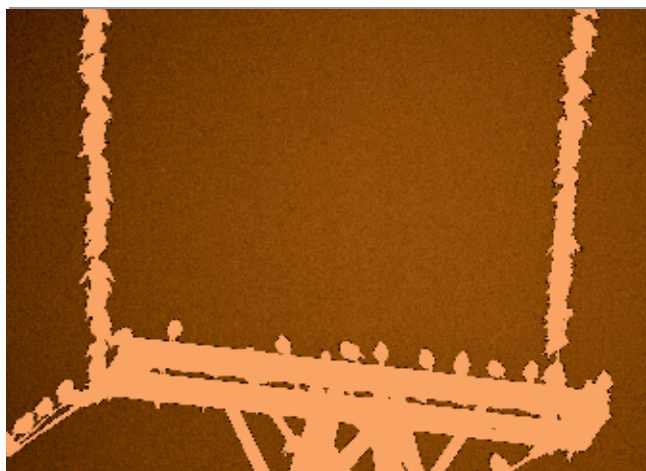
Fuente: Elaboración propia.



Durante el periodo bajo análisis el índice HH decreció a un ritmo promedio de 6,3 por ciento. A este ritmo de desconcentración, la actividad de generación peruana alcanzaría un índice HH correspondiente a una industria competitiva hacia el año 2009; sin embargo, a partir del año 2001 los niveles de concentración han permanecido estancados, lo que hace pensar que la desintegración se ha desacelerado.

Venezuela

En el cuadro 7 se resumen las principales características del marco regulatorio del sector eléctrico venezolano.



Cuadro 7. Principales características del sector eléctrico venezolano

En Venezuela se intentó implementar la reforma del sector eléctrico mediante la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico en 2001. Esta ley reglamentó el servicio de electricidad en territorio venezolano a partir de la división de la industria en actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y abrió las puertas a la participación de agentes privados. Sin embargo, las directrices de esta ley no han sido aplicadas a la industria.

La Ley Orgánica del Servicio Eléctrico establece que el Estado debe propender por la participación privada en el desarrollo de las distintas actividades de la industria, reservándose las actividades de generación hidroeléctrica de los ríos Caroní, Paragua y Caura. Sin embargo, las cinco empresas que controlan la industria en este país son propiedad del Estado.

Esta ley también establece que el ejercicio de dos o más de las siguientes actividades: generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional y distribución, no podrá ser desarrollado por una misma empresa. Sin embargo, las empresas del sector eléctrico venezolano siguen integradas verticalmente.

Aunque estos límites no han sido aplicados en la realidad debido a que en Venezuela no se ha organizado un mercado mayorista de energía eléctrica, la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico contempla límites para la integración horizontal de las distintas actividades; en generación el límite máximo está dado por el 25 por ciento de la capacidad instalada total nacional; en distribución el límite es el 25 por ciento del total nacional de la energía facturada; en comercialización la máxima participación en el mercado permitida es del 20 por ciento.

En el artículo 24 de la misma ley se establece que el ejercicio de la actividad de generación de energía eléctrica está abierto a la competencia, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Sin embargo aún no se ha implementado un mercado mayorista de energía eléctrica.

La Ley Orgánica contempla la existencia de la figura de gran usuario para aquellos consumidores que demanden una potencia superior a 5 MW.

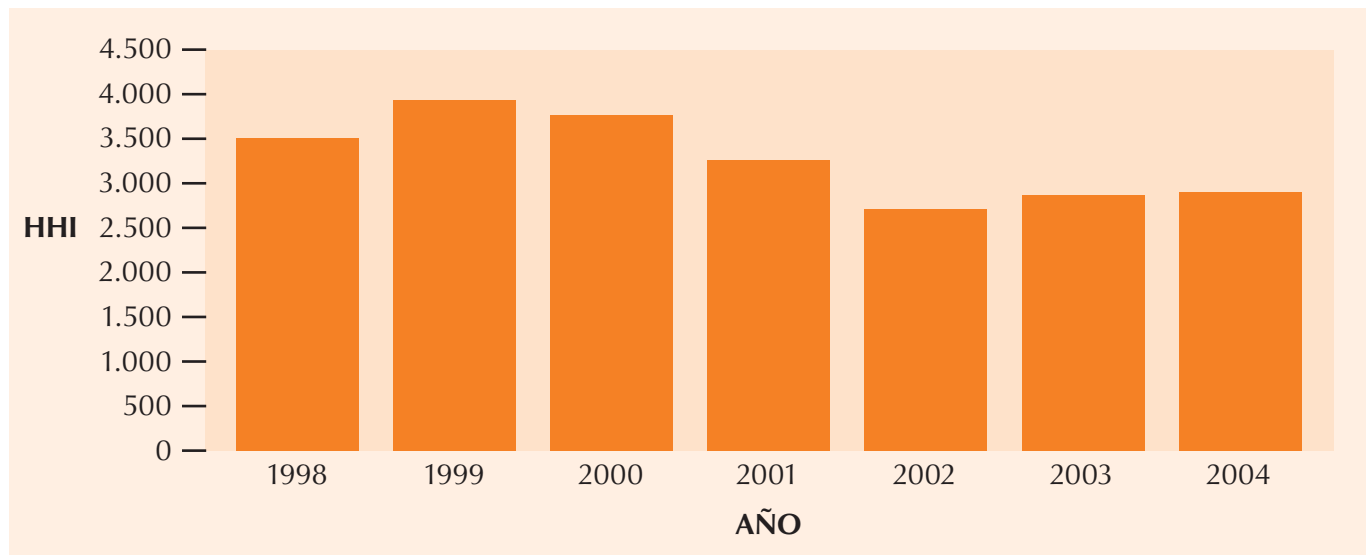
Aunque la ley considera la actividad de comercialización parte de la industria, en realidad en Venezuela esta actividad está fusionada con la actividad de distribución.

En el caso de Venezuela se analizó la concentración durante el periodo 1998-2004 (Opsis. Informes anuales 2002, 2003). El índice Herfindahl-Hirschman aplicado a la capacidad instalada del sector arroja valores entre 4321 en 1998 y 4480 en 2000, lo que indica una concentración bastante alta de la capacidad corres-

pondiente a un oligopolio fuerte. El índice no muestra ninguna tendencia clara hacia la desconcentración. En el año 2004 la empresa más grande del mercado, Edelca, poseía el 62,7 por ciento de la capacidad instalada, mientras que las cuatro empresas más grandes acapararon el 100 por ciento de la capacidad.



Gráfico 7. Índice de Herfindahl-Hirschman para Venezuela, 1998-2004



Fuente: Elaboración propia.

La comparación entre los resultados de los diferentes países se puede realizar con la ayuda de la tabla 1.

Tabla 1. Comparación entre países 2000-2004

País	Argentina	Bolivia	Colombia	Chile	Ecuador	Perú	Venezuela
Años desde la reforma hasta 2004	15	10	10	22	8	12	3
% de máxima integración permitida por el regulador	NA	35	25	NA	25	15	25
Concentración 2000	471	3.197	1.122	1.700	1.814	1.362	4.480
Concentración 2004	444	2.766	1.121	1.739	1.847	1.344	4.383
Diferencia	27	431	1	-39	-33	18	97
% de reducción	5,73	13,48	0,09	-2,29	-1,82	1,32	2,17

Fuente: Elaboración propia.

La última fila de esta tabla muestra el porcentaje de reducción del índice de Herfindahl-Hirschman para los países estudiados para el periodo 2000-2004. Se puede apreciar que no existe una tendencia clara hacia la desconcentración, y que por el contrario, Ecuador y Chile han incrementado su concentración de la propiedad a pesar de que el esquema de organi-

zación del sector eléctrico en estos países se desarrolla alrededor un mercado liberalizado.

Finalmente, en la tabla 2 pueden apreciarse los beneficios de las firmas como proporción de los ingresos de la industria si esta se comportara como un oligopolio de Cournot, asumiendo elasticidades de la demanda de 1, 0,5 y 0,2, respectivamente. Es posible ver que



aun en un ambiente tan competitivo como el del sector eléctrico argentino, en periodos de baja elasticidad de la demanda (0,2), los agentes podrían elevar sus ingresos por encima de sus costos marginales hasta en 22 por ciento³.

en el mercado capaz de poner los precios de mercado. El modelo de oligopolio de Stackelberg muestra que es posible que las interacciones entre los agentes que tienen poder de mercado en una industria sean distintas cuando existe una cantidad reducida

Tabla 2. Beneficios de la industria como proporción de los ingresos - índice de Lerner ponderado

País	Argentina	Bolivia	Colombia	Chile	Ecuador	Perú	Venezuela
Concentración 2004	0,0444	0,2766	0,1121	0,1739	0,1847	0,1344	0,4383
% Elasticidad = 1	4,44	27,66	11,21	17,39	18,47	13,44	43,83
% Elasticidad = 0,5	8,88	55,32	22,42	34,78	36,94	26,88	87,66
% Elasticidad = 0,2	22,20	138,30	56,05	86,95	92,35	67,20	219,15

Fuente: Elaboración propia.

CONSIDERACIONES FINALES Y CONCLUSIONES

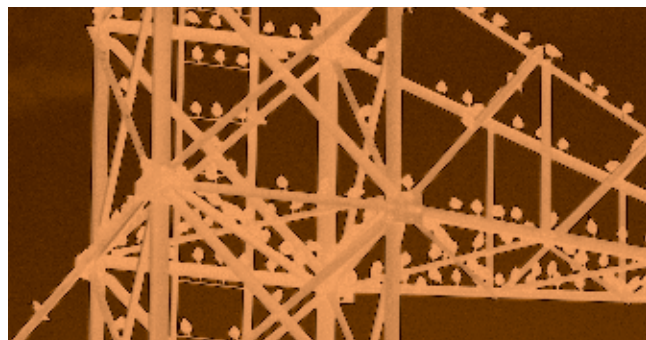
Tratar de establecer poder de mercado a partir de un índice de concentración va más allá de los objetivos de este ejercicio, ya que la desconcentración es una condición necesaria mas no suficiente para la desregulación de los mercados eléctricos. Aunque en términos generales existe una relación directa entre el índice de HH y medidas de poder de mercado como el índice de Lerner, los factores particulares del mercado eléctrico vistos al inicio de este artículo impiden este tipo de extrapolaciones.

Adicionalmente, este indicador no es capaz de determinar las estrategias que adoptan los generadores para ejercer poder de mercado. Estudios como los de Kemplerer y Meyer (1989) muestran que, bajo incertidumbre de su demanda residual, los generadores no toman decisiones ajustadas a un modelo de Cournot ni tampoco de acuerdo con los resultados del modelo de Bertrand. Al parecer con ciertas condiciones de demanda escogen jugar una estrategia de cantidades y en otras manejan los precios, dependiendo de la elasticidad de la demanda residual que enfrentan y la concavidad de la función de costos.

El índice de concentración de Herfindahl-Hirschman tampoco logra distinguir si existe una empresa líder

de agentes con una capacidad instalada de similar tamaño a cuando existe una empresa líder con una proporción de la capacidad bastante superior a la de sus competidores.

Con esto en mente podemos interpretar los resultados del ejercicio realizado de manera más pertinente y acertada. En primer lugar, cabe anotar que la desconcentración no es una tendencia clara en los países de la región. Es posible que el periodo de análisis sea posterior a fuertes periodos de desconcentración resultado de las leyes de reforma del sector. Sin embargo, si esto es así, se puede concluir de este ejercicio que las tendencias a la desconcentración de la capacidad en el sector de generación en la región se han estancado. En segundo lugar, tampoco se encuentra una relación directa entre los niveles de concentración de la actividad de generación y el tiempo transcurrido entre el inicio de las reformas en el sector de cada país.



3 La deducción matemática a partir de la que se construye la tabla 2 se presenta en el apéndice.



Gráfico 8



Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico 8 se aprecia que el país más concentrado es Venezuela con una reforma que data de 2002; el más desconcentrado, Argentina con una reforma implantada en 1989, mientras que Chile, el país con una reforma más antigua, apenas alcanza un indicador cercano al de países como Perú y Ecuador, cuya reforma data de más de una década después.

Finalmente, debemos considerar que tampoco queda claro que los mercados considerados exitosos tengan una tendencia en el aspecto de la concentración de mercado. Simultáneamente se encuentran experiencias consideradas exitosas, como las de Argentina y Colombia, en las que la propiedad está relativamente desconcentrada, y otras experiencias como la de Chile, considerada exitosa a pesar de que tan solo hasta 1998 pasó a ser considerado un oligopolio leve. Posiblemente la respuesta a esta paradoja se encuentre en la coherencia entre las condiciones y grado de competencia del sector con su marco regulatorio.

En términos generales, los resultados aquí encontrados sugieren que las reformas introdujeron una disminución puntual en la concentración, pero que no lograron un entorno que promoviera la continuidad posterior del proceso. Una mejor comprensión de

este fenómeno requeriría un estudio cualitativo de las reformas y de sus variaciones en los diferentes países, lo mismo que el análisis del entorno institucional del sector, pero tales análisis van más allá del objetivo de este estudio.

APÉNDICE:

El problema de maximización de una firma en un oligopolio de Cournot es:

$$\begin{aligned} \max & p(q_j + Q_{-j}^*)q_j - c_j(q_j) \\ & q_j \geq 0 \end{aligned}$$

Donde:

$$Q_{-j}^* = \sum_{k \neq j} q_k^*$$

Es decir que la demanda atendida por otros productos es igual a la sumatoria de las funciones de mejor respuesta de aquellos en el equilibrio de Nash.



La condición de primer orden de este problema es:

$$\frac{\partial p}{\partial q_j} q_j^* + p - \frac{\partial c}{\partial q_j} = 0$$

Reorganizando, dividiendo y multiplicando por Q y p se tiene:

$$-\frac{\partial p}{\partial q_j} \times \frac{Q}{p} \times p \times \frac{q_j}{Q} = p - \frac{\partial c}{\partial q_j}$$

Si α_j es la participación de la empresa ($\alpha_j = q_j/Q$) y η es la elasticidad de la demanda, se tiene que:

(1)

$$p - \frac{\partial c}{\partial q_j} = \frac{p \times \alpha_j}{\eta}$$

Ahora bien, los beneficios de toda la industria se pueden expresar como la suma de beneficios de todas las firmas:

(2)

$$\pi = \sum_{j=1}^J (p - \frac{\partial c}{\partial q_j}) q_j$$

Remplazando 1 en 2:

$$\pi = \sum_{j=1}^J \frac{(p \alpha_j q_j)}{\eta}$$

multiplicando y dividiendo por Q se tiene

$$\pi = \sum_{j=1}^J \frac{(p \alpha_j^2) \times Q}{\eta} = HHI \times \left(\frac{pQ}{\eta} \right)$$

Por lo tanto, los beneficios como proporción de los ingresos de la industria pueden expresarse como:

$$\frac{\pi}{pQ} = \frac{HHI}{\eta}$$

A partir de la condición de primer orden de la firma también se puede probar que:

$$\frac{\pi}{pQ} = \frac{HHI}{\eta} = \sum_{j=1}^J \alpha_j L_j$$

Donde L_j es el índice de Lerner para la firma j ,

definido como:

$$L_j = \frac{p - \partial c / \partial q_j}{p}$$

REFERENCIAS

BORENSTEIN, SEVERIN. BUSHNELL, JAMES. KNITTEL, CHRISTOPHER. (1999) Market power in electricity markets, beyond concentration measures. *The Energy Journal* 20(4) 65-88.

BOTERO, SERGIO. MIRA, WAN YU. (2005) Aplicaciones de la metodología en regulación a los países de la región andina. En *Desarrollo de Sistemas de Seguimiento a Mercados Eléctricos Internacionales*. Mario García, editor. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Pp. 179-217

CDEC-SIC (Centro de Despacho Económico de Carga-Sistema Interconectado Central, Chile), *Anuarios Estadísticas de Operaciones 1996 a 2005*.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA (Bolivia). Resultados de operación del sistema interconectado nacional 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003.

CONELC. Consejo Nacional de Electricidad (Ecuador). Boletín estadístico año 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004. www.CONELC.gov.ec.



DYNER, ISAAC. ARANGO, SANTIAGO. LARSEN, ERIK R. (2005) Understanding the Argentinean and Colombian electricity markets. En Fereidoon P Sioshansi y Wolfgang Pfaffenberger (eds) Electricity Market Reform: An International Perspective. Oxford, Elsevier. Pp. 595-616.

ENRE-Ente Nacional regulador de la Electricidad - sexto informe anual del mercado eléctrico argentino. Capítulo 9, seguimiento y control de las Transferencias accionarias. 2000.

GALETOVIC, ALEXANDER. Integración vertical en el sector eléctrico: Una Guía para el usuario. No. 158, Documentos de Trabajo. Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile. Mimeo. 2003. Disponible en: www.webmanager.cl/prontus_cea/cea_2003/site/asocfile/ASOCFILE120030819124939.pdf

GARCÍA, MARIO. SUÁREZ, CARLOS. (2005) Aplicaciones de la metodología en Organización Industrial a los países de la región andina. En: Desarrollo de Sistemas de Seguimiento a Mercados Eléctricos Internacionales. Mario García (ed). Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Pp. 149-173

HERMES DE ARAÚJO, JOÃO LIZARDO R. (2005) "The case of Brazil: Reform by trial and error?", en Fereidoon P Sioshansi y Wolfgang Pfaffenberger (eds) Electricity Market Reform: An International Perspective. Oxford, Elsevier. Pp. 565-594.

ISA (Interconexión Eléctrica S.A., Colombia). Base de datos Neón. www5.isa.com.co/neonweb.

KLEMPERER, PAUL D.; MEYER, MARGARET A. (1989). Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty. *Econometrica*, Vol. 57, No. 6. (Nov., 1989), pp. 1243-1277.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (Perú). Dirección General de Electricidad. Anuarios estadísticos 1998, 1999, 2000, 2001, 2003, 2004.

OP SIS (Oficina de operación de sistemas interconectados, Venezuela). Informes anuales 2002 y 2003.

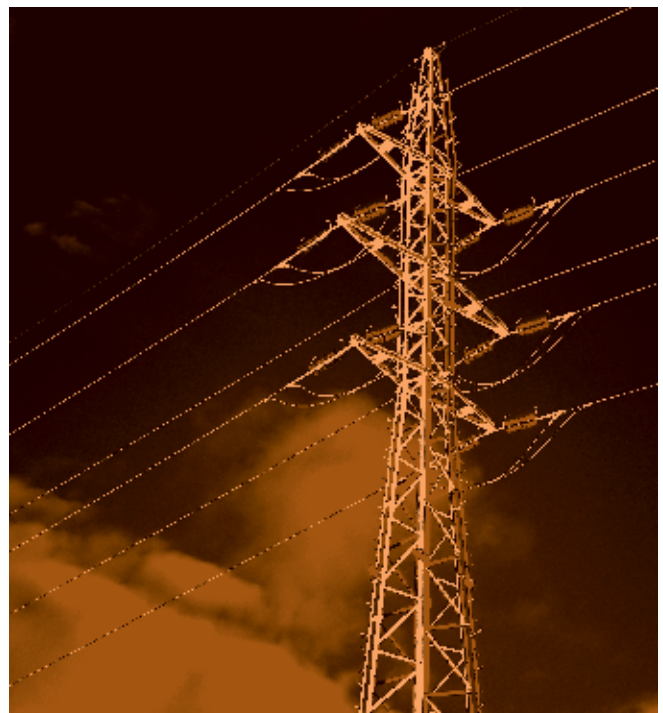
RUDNICK, HUGH y ALVAREZ, CRISTIAN. (1998) Análisis comparativo de la gobernabilidad de mercados de generación eléctrica. Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en www2.ing.puc.cl/power/paperspdf/alvarezicsecit.pdf

RUDNICK, HUGH. (1998) Competitive markets in electricity supply: assessment of the south American experience. *ABANTE* 1:189-211.

STOFT, STEVEN. (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity, New York; John Wiley and sons.

TOBÓN, DAVID. ORTIZ, MARGARITA. CASTILLO, GUSTAVO. (2005) "Organización del mercado de generación de electricidad colombiano. Una aplicación de los índices de diversificación tecnológica y de concentración H-H y C-4, 1995-2004". *Lecturas de Economía* No. 62.

VEGA, MAURICIO A. VILLENA, MAURICIO G. (2006) "El mercado hidrotérmico chileno: un enfoque de teoría de juegos", *Cuadernos de economía*, 45, pp. 155-203





Energías alternativas en Colombia.

¿Salida a la crisis energética?

Diana Larisa Caruso

Investigadora, Observatorio Colombiano de Energía,
Centro de Investigaciones para el Desarrollo

Ángela Patricia Pérez

Economista Universidad Nacional de Colombia

Paloma Bernal Hernández

Estudiante de Maestría en Economía. Universidad Nacional de Colombia

Fecha de recepción: 13 de marzo de 2007

Fecha de aceptación: 13 de junio de 2007

Resumen

La alta dependencia de combustibles fósiles, como el petróleo, ha sido una constante durante el siglo veinte. Sin embargo, la escasez de este recurso y sus altos precios son hechos que presionan por la búsqueda de fuentes alternativas de energía. Colombia no ha sido la excepción. De hecho, en nuestro país muchas fuentes de energía renovable están siendo probadas. Los resultados presentados aquí sugieren que, aun con tendencias crecientes en los precios del petróleo, el biodiésel y el bioetanol, presentan costos más altos.

Palabras clave

Fuentes alternativas de energía, petróleo, biocombustibles, Colombia.

Abstract

High dependence on fossil fuels, such as petroleum, has been a constant during the 20th century. Nonetheless, their scarcity and their high prices have moved the trends towards finding alternative sources of fuels. It must be highlighted that Colombia has not been out of this trend. In fact, in Colombia many renewable sources of energy have been tested. The results presented here, suggest that biodiesel and bioethanol have highest cost, compared petroleum (although still petroleum has highest prices).

Key words

Alternative sources of fuels, petroleum, biofuels, Colombia.

Clasificación JEL: O13, Q30, Q41, Q42, Q48



INTRODUCCIÓN

El aumento del consumo energético en las últimas décadas, las periódicas crisis del petróleo y su dependencia mundial, la disminución de los recursos naturales y las actuales políticas medioambientales están obligando al desarrollo de nuevas tecnologías –económica y medioambientalmente viables–, enfocadas a la producción de energía y de nuevos combustibles, y en particular a la sustitución de combustibles fósiles por otros renovables. (Biodiésel Uruguay, 2006)

Los impactos de la dependencia mundial del petróleo se expanden en todas las cadenas de la economía. Los altos precios del petróleo influyen en la escalada de incrementos en los costos de los alimentos y de la producción en general, con la consecuente pérdida de competitividad de las empresas. A esto se suman las consecuencias ambientales, como son la contaminación, la polución ambiental y la pérdida acelerada de biodiversidad. Adicionalmente, la incertidumbre y manipulación geopolítica que pesa sobre las verdaderas reservas de petróleo existentes en el mundo, con el preocupante agotamiento de estas, y las luchas de poder son, entre otros, factores que hacen evidente la necesidad de desarrollar fuentes energéticas alternativas.

Colombia, no ajena a esta situación, ha desarrollado fuentes energéticas diferentes al petróleo (gas, biomasa, energía eólica) y ha adoptado medidas estratégicas de control y regulación que permiten enfrentar la entrada de estas nuevas tecnologías. En general, el uso de biomasa para aplicaciones energéticas –cultivos vegetales, residuos o subproductos de origen orgánico– está adquiriendo una importancia creciente en todo el mundo. Entre estas aplicaciones, Colombia está desarrollando la producción de bioetanol y de biodiésel.

En Colombia, los programas de biocombustibles se establecieron con los siguientes objetivos: (i) propender por la diversificación de la canasta energética con criterios de sostenibilidad ambiental; (ii) el mantenimiento y desarrollo del empleo agrícola; (iii) la autosuficiencia energética; (iv) el desarrollo agroindustrial, y (v) el mejoramiento de la calidad de los combustibles del país. (Ministerio de Minas y Energía 2005).

En este contexto, es pertinente abordar el tema de las energías alternativas en Colombia como un acercamiento a esta problemática que permita establecer qué tan sostenibles son en el largo plazo.

En la primera sección, se describe brevemente el panorama energético en cuanto al abastecimiento energético global, nombrando algunos de los hechos más importantes a lo largo de la historia que hicieron del mercado del petróleo un mercado inestable; asimismo, se incluye una caracterización en ambos espacios, mundial y nacional, de las reservas y el consumo actuales del crudo y posibles escenarios de escasez de fuentes energéticas más importantes. Todo esto con el fin de justificar la consecuente necesidad de encontrar sustitutos a este mineral. El análisis se concentrará en el caso colombiano y su situación actual de pérdida de autoabastecimiento. Se dan a conocer aspectos importantes de los mercados de las fuentes energéticas no convencionales renovables, como lo son el carbón y el gas natural, carburantes sustitutos al petróleo, que han permitido creer en la viabilidad del desarrollo de otras fuentes energéticas.

La segunda sección introduce el tema de las energías alternativas, su definición, panorama y perspectivas mundiales.

Recientemente en nuestro país se ha vinculado la agricultura con la producción de combustibles originados en fuentes renovables, hecho importante que será tratado en la tercera sección. Los combustibles más nombrados son el biodiésel, basado en aceites vegetales, y el etanol, que hasta hoy se fabrica con base en maíz, caña de azúcar, azúcar de remolacha y yuca. En Colombia, a partir de la Ley 693 de 2001 y de las exenciones emanadas de la Reforma Tributaria de 2002, se dio inicio por parte de cinco ingenios azucareros a la producción de la llamada “biogasolina”. Esta situación ha impactado significativamente los precios de estos bienes agrícolas.

Finalmente y a manera de conclusión, se analiza cuán viables y sostenibles pueden llegar a ser los proyectos de implementación de energías alternativas desde una perspectiva económica; financiera, legal e institucional; ecológica y técnica.



PANORAMA ENERGÉTICO

Escenario mundial

La energía es fundamental para el desarrollo de cualquier sociedad. El petróleo ha sido en los últimos tiempos la fuente de energía más eficiente para la humanidad, por su facilidad de extracción, transporte, transformación y utilización. La abundante disponibilidad de petróleo ha sido determinante para los profundos cambios que ha experimentado la humanidad en el último siglo, hasta llegar al estado actual de dependencia, pues este recurso está presente en casi todo lo que utilizamos.

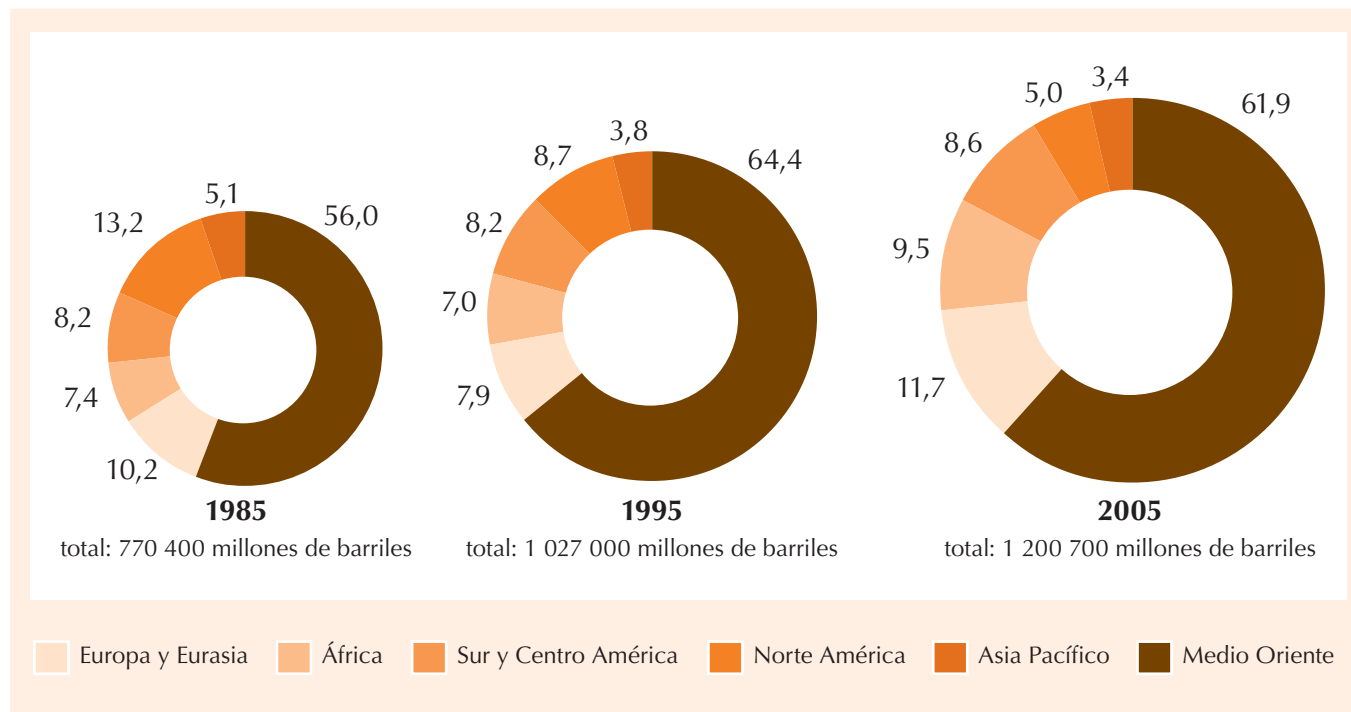
El petróleo y el gas natural se encuentran en todos los continentes, pero de manera muy irregular. Según la British Petroleum, BP, en 2005 las reservas probadas¹ eran de 1,2 billones de barriles. Aunque

las reservas mundiales se han venido incrementando, su crecimiento es cada vez más lento. En 1985 había 770,4 miles de millones de barriles; en diez años, es decir a 1995, aumentaron la tercera parte (33,33%) y diez años después (2005) aumentaron sólo 17 por ciento. La zona más importante siempre ha sido Medio Oriente, que en 2005 concentraba el 62 por ciento de las reservas petroleras del mundo. También existen grandes cantidades de petróleo en el golfo de México, Mar del Norte y el Ártico (tanto en Alaska como en Rusia). El único país de América Latina con reservas considerables es Venezuela, que ocupa el sexto lugar del mundo con 79,7 miles de millones de barriles. Colombia, por su parte, aparece en el lugar número 38 con 1,5 miles de millones de barriles. (Gráfico 1)

Arabia Saudita es el mayor productor del mundo: en 2005 producía 11.035 miles de millones de barriles en el año. Medio Oriente, la antigua Unión Soviética y Estados Unidos concentran la producción mundial. Nuevamente, Venezuela está entre los diez primeros y ahora Colombia ocupa el lugar 28. (Gráfico 2)

1 Económicamente explotables. Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que puede estimarse con razonable certeza serán comercialmente recuperables en un futuro definido, bajo las condiciones económicas, los métodos y las regulaciones gubernamentales actuales.

Gráfico 1. Distribución de las reservas probadas de petróleo en 1985, 1995 y 2005



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2006.

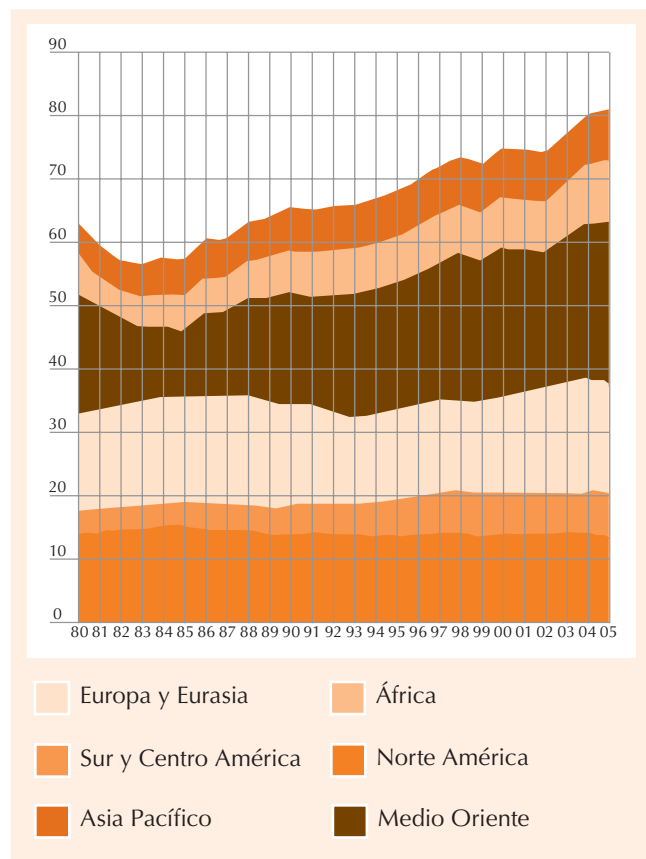


Paradójicamente, el petróleo se consume mayoritariamente en regiones donde no se produce. El caso de Estados Unidos es peculiar. Pese a beneficiarse de una producción muy alta, resulta insuficiente para satisfacer su consumo interno, por lo que se ve obligado a importar petróleo y a este nivel tan alto de producción está agotando rápidamente sus reservas. Recientemente China con su sorprendente desarrollo está en el segundo lugar entre los mayores consumidores del mundo, después de Estados Unidos. En tanto que Arabia Saudita, por ejemplo, en 2005 consumió sólo el 17 por ciento del petróleo que produjo. Asimismo,

los territorios que formaban la antigua URSS extraen suficiente crudo como para cubrir sus necesidades e incluso para exportarlo. (Gráfico 3)

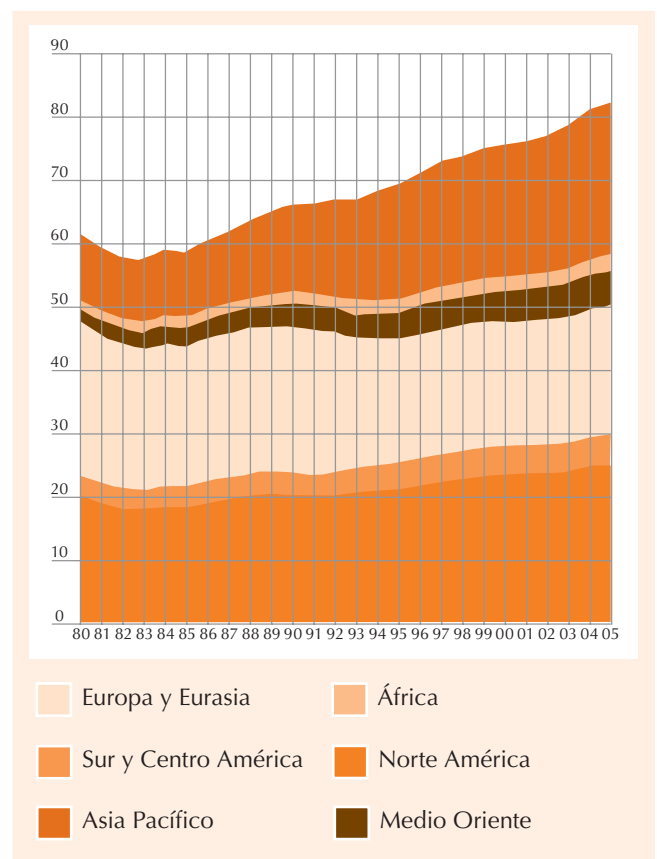
El crecimiento del consumo de petróleo ha sido acelerado en los últimos años: en 2005 el consumo mundial superó la producción total mundial. El nivel de consumo de petróleo de un país podría representar su grado de desarrollo. Así, en los cinco primeros lugares aparecen Estados Unidos, China, Japón, Rusia y Alemania. México ocupa el noveno lugar y en esta lista ya no aparece Venezuela. Colombia, por su parte, está en el puesto 51. (Gráfico 4)

Gráfico 2. Producción de petróleo por área (Millones de barriles diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2006

Gráfico 3. Consumo de petróleo por área (Millones de barriles diarios)

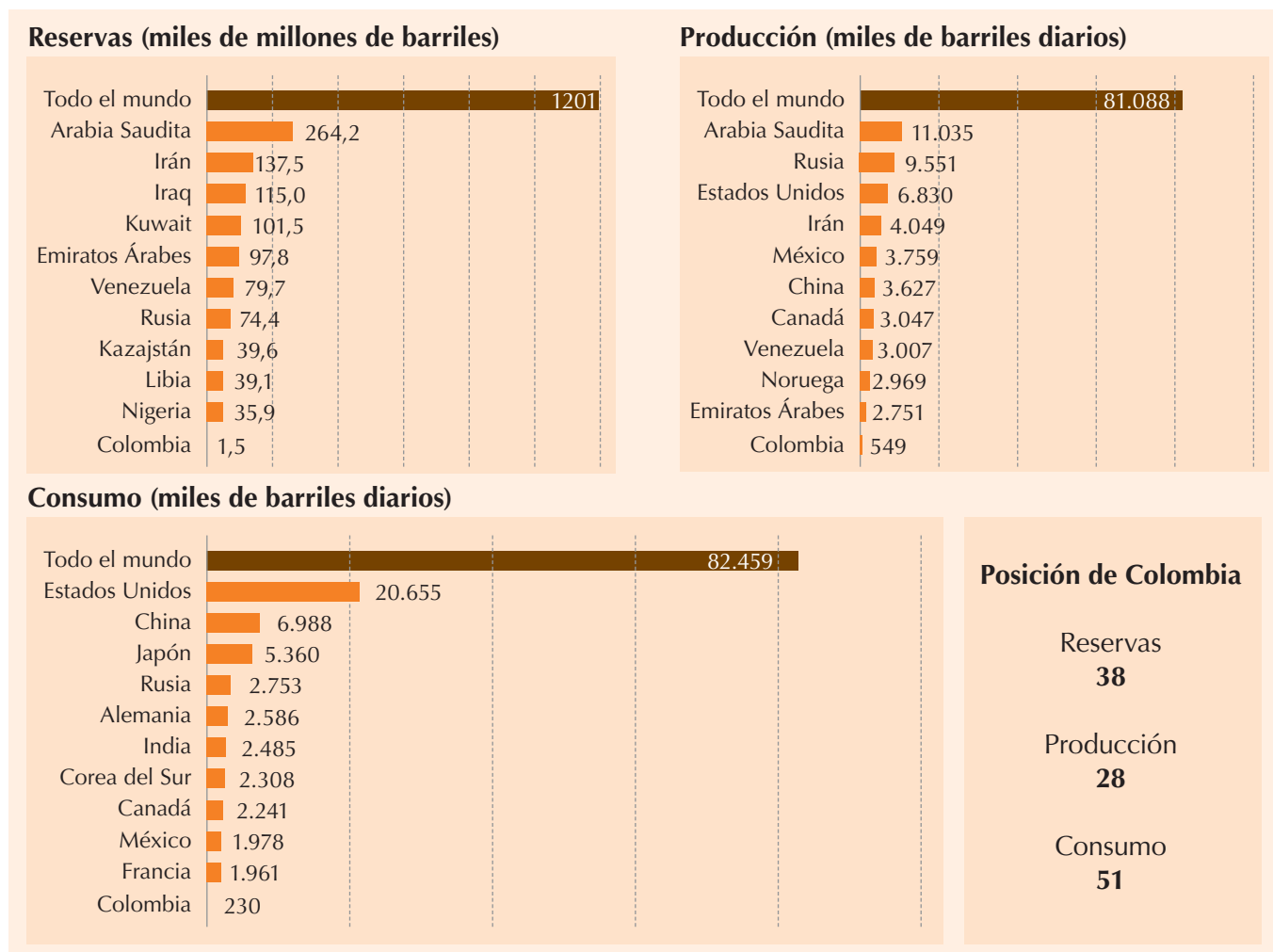


Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2006





Gráfico 4. Top 10 y Colombia, 2005



Fuente: Elaboración propia con datos de la British Petroleum 2006

No obstante, al reconocerse mundialmente que las principales fuentes de energía fósil están en proceso avanzado de agotamiento, con los consiguientes problemas de suministro y disponibilidad que posiblemente surgirán y se agravarán en el mediano plazo, es necesario que el uso intensivo de la energía proveniente de los derivados del petróleo haga un giro radical.

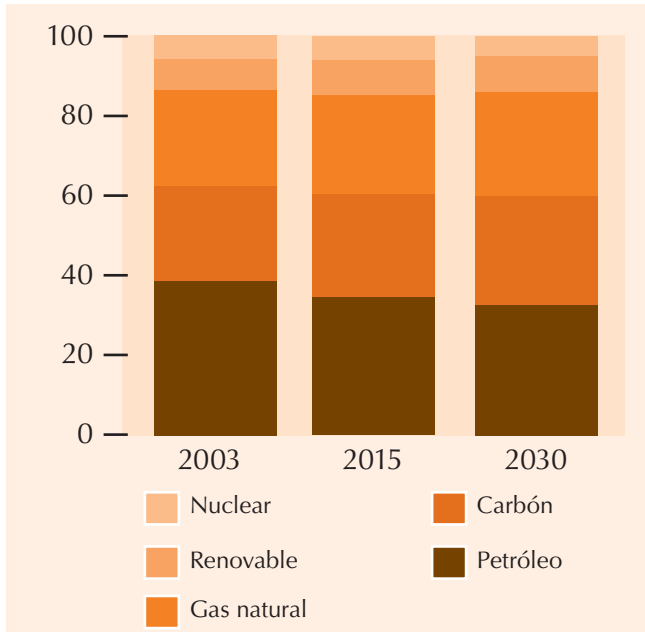
Aunque la mayor parte de los países son conscientes de esta situación, las proyecciones para el 2030 muestran que no hay muchas oportunidades de cambio de la tendencia. El petróleo seguirá siendo el recurso energético que más se consumirá; aunque dada su escasez, se aumentará el consumo de energías no renovables, como el carbón y el gas, y se desarrollarán las energías renovables. (Gráfico 5)

El Gráfico 6 presenta la distribución del consumo mundial de energía por sector de destino final. Se observa que el consumo mundial de energía hasta el 2030 seguirá aumentando y que el sector industrial consume aproximadamente el 50 por ciento de esta energía. Sin embargo, el Gráfico 7 muestra que el transporte es el sector que más consume y consumirá petróleo, a pesar de las transformaciones que se están adelantando en el parque automotor para reemplazar el consumo de petróleo por otras energías más económicas y amigables con el medio ambiente².

2 No renovables como el gas vehicular y el diésel, y renovables en mezclas como la biogasolina y el biodiésel, entre otras.



Gráfico 5. Distribución porcentual del tipo de energía usada mundialmente, 2003, 2015 y 2030 (Porcentaje del total)



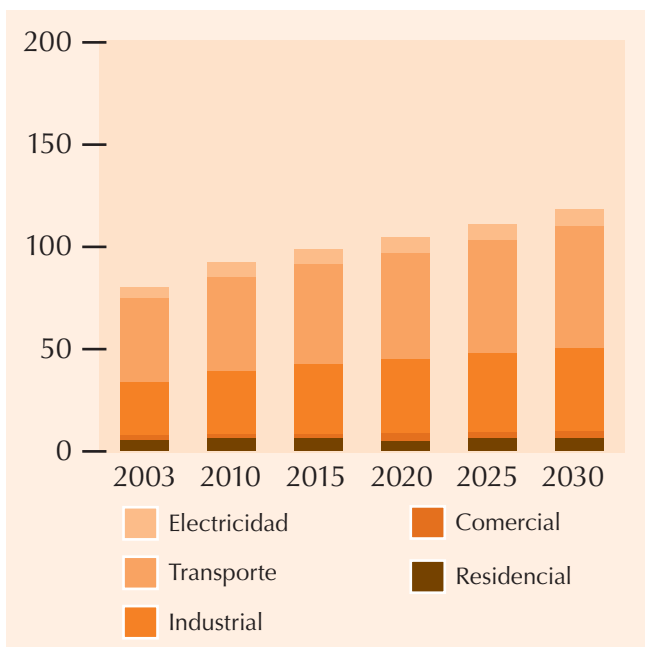
Fuente: International Energy Outlook 2006 (EIA)

Gráfico 6. Consumo mundial de energía por sector de destino final, 2003-2030 (Cuadrillones de BTU)



Fuente: International Energy Outlook 2006 (EIA)

Gráfico 7. Consumo mundial de petróleo por sector de destino final, 2003-2030 (Millones de barriles diarios)



Fuente: International Energy Outlook 2006 (EIA)

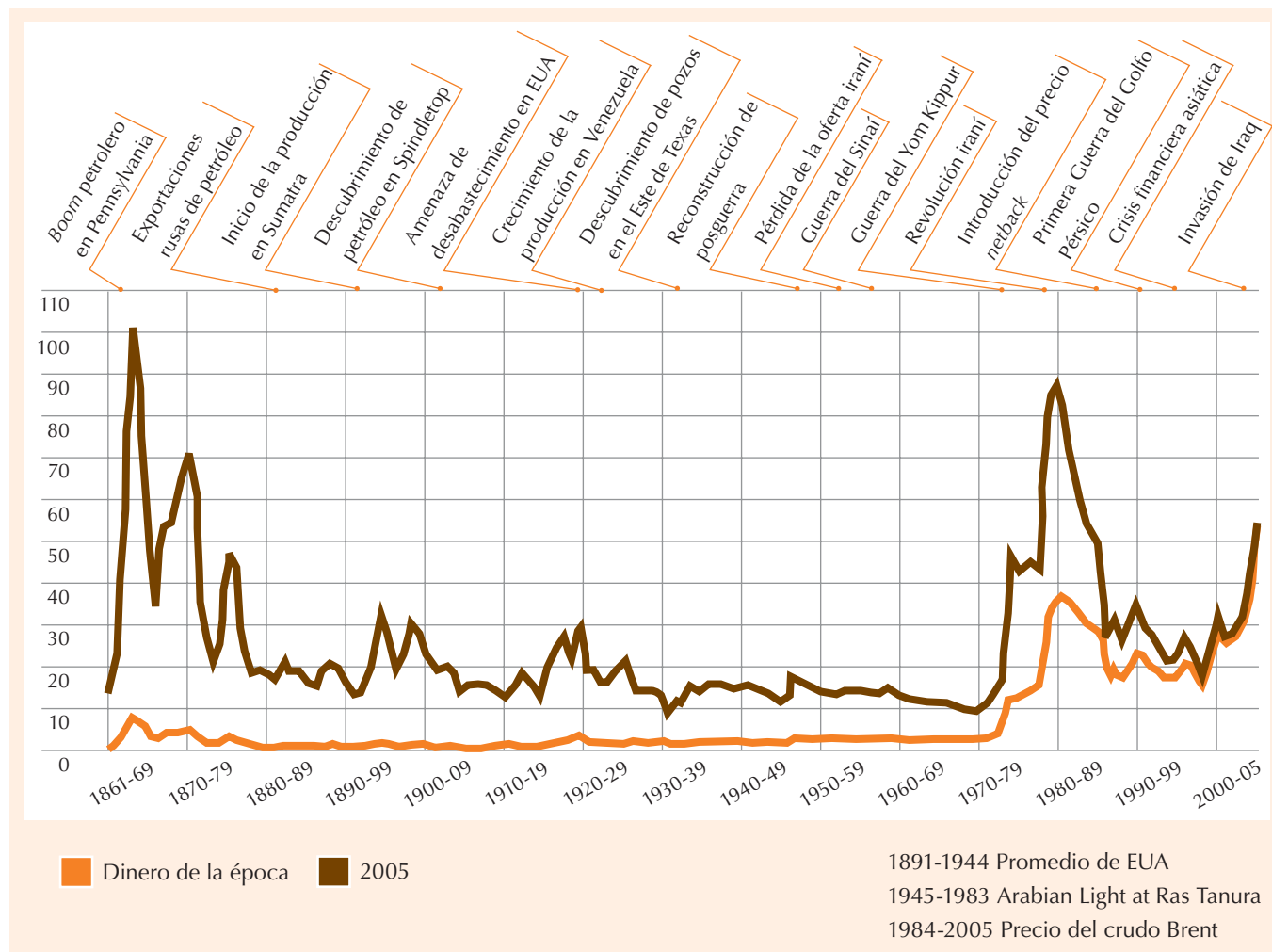
De otro lado, los acontecimientos mundiales, como la crisis energética iniciada en 1973³, la actual crisis política de los países del Oriente Medio, el incremento de la demanda y de los precios de los energéticos, en concordancia con la reactivación de la economía mundial y del crecimiento de países como China e India, son algunas de las razones por las cuales la inestabilidad de los precios del crudo sigue vigente. (Gráfico 8)

Todos estos factores reunidos: el aumento del consumo energético en las últimas décadas, las periódicas crisis del petróleo y su dependencia mundial, la disminución de los recursos naturales y las actuales políticas medioambientales, están obligando al desarrollo de nuevas tecnologías –económica y medioambientalmente viables–, enfocadas en la producción de energía y de nuevos combustibles y en la sustitución de combustibles fósiles por otros renovables (Biodiésel Uruguay 2006).

3 A principio de los setenta se originó el “embargo petrolero” de los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) a las empresas multinacionales, lo que originó no solo el aumento de precios sino también la nacionalización del producto en algunos países.



Gráfico 8. Precio mundial del petróleo desde 1861



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2006

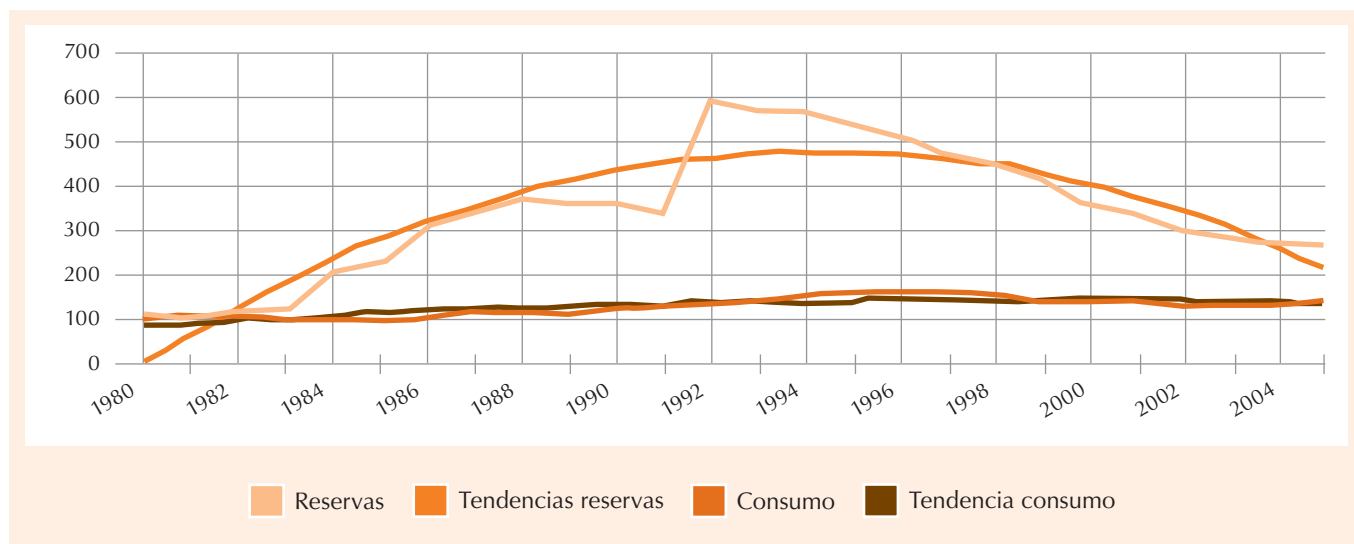
Escenario nacional

Colombia es un país marginal en términos de reservas e intermedio en cuanto a producción de petróleo en el mundo. Desde 1995 ha presentando una lenta tendencia de crecimiento del consumo, mientras que la tendencia de las reservas muestra un rápido decrecimiento. En términos absolutos se vieron decaer de manera exagerada las reservas de petróleo en Colombia desde 1992, tras un extraordinario aumento en 1990, el cual cerró la tendencia que se llevaba desde 1980. (Gráfico 9)

Después de la crisis de los años setenta, los noventa fueron para Colombia tiempos difíciles debido a que se presentaron problemas energéticos en el país, lo que derivó en acciones de emergencia, como el ra-

cionamiento de 1992. Estos acontecimientos llevaron a replantear la política energética enfocándola en la diversificación de la canasta energética, como ocurrió con la inclusión del gas licuado.

El gas natural, una de las fuentes energéticas no renovables explotadas en Colombia, comparado con el petróleo crudo, es de las más económicas. Se pronostica que en los siguientes 20 años será la fuente de energía primaria de mayor crecimiento mundial (Naranjo et al. 2003). En la demanda participan los sectores domésticos, los de generación eléctrica e industrial, y se espera un crecimiento importante en el gas natural vehicular (GNV), utilizado por los sectores de transporte y petroquímico.

Gráfico 9. Índice: reservas y consumo de petróleo en Colombia (1980-2005) (Base 1980=100)

Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy June 2006

El carbón es otra de las fuentes de energía no convencionales que, junto con el petróleo y el gas, son catalogadas como no renovables. Este recurso fue uno de los energéticos sustitutos del petróleo sobre los cuales Colombia inició la búsqueda debido a la ya nombrada crisis de los años setenta. De acuerdo con estadísticas de la British Petroleum Company, ya en 2004 el carbón representaba el 27,2 por ciento de las fuentes de energía primaria, contra el 36,8 del petróleo y el 23,7 del gas natural (BP, 2006). Además de esto, con las reservas y el nivel de consumo actual, el carbón alcanzaría aproximadamente para 164 años, frente a 41 años del petróleo y 67 del gas natural.

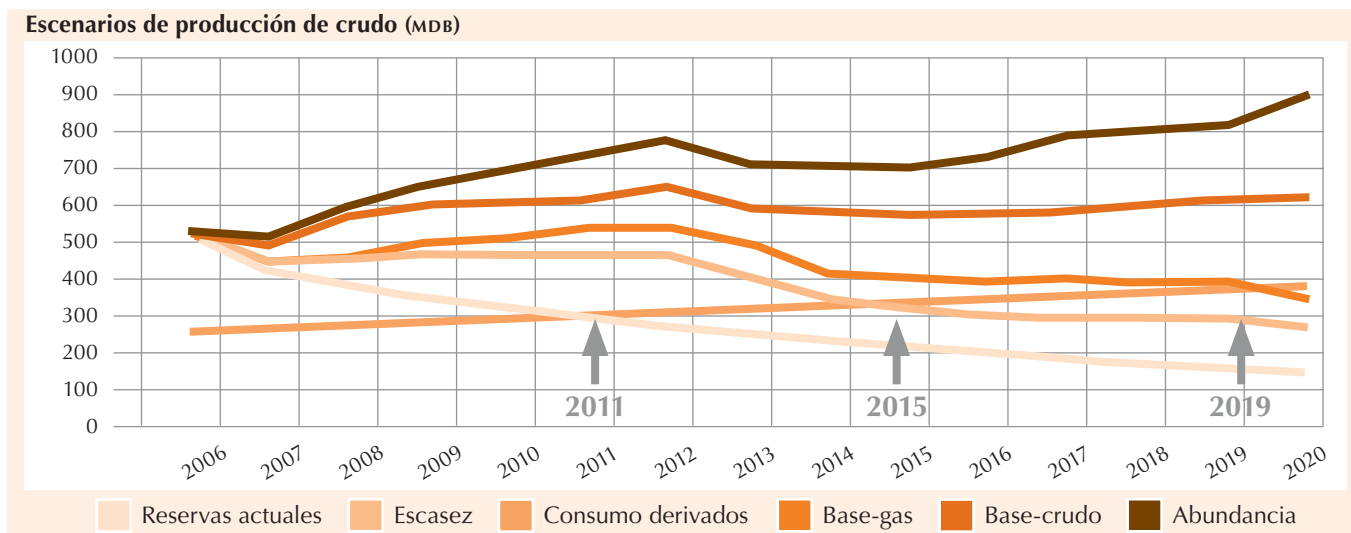
Según el Plan Energético Nacional 2006-2025 (UPME, 2006), Colombia tenía reservas probadas de carbón por 6.600 millones de toneladas al término del año 2005, mientras que la producción en ese mismo año ascendió a 59 millones de toneladas; con esto se podría suponer que el país no tendría que preocuparse sobre la capacidad de oferta para atender la demanda nacional a largo plazo. De esta oferta, los sectores más demandantes son el industrial (con una participación del 69 por ciento del total nacional) y el eléctrico (participación del 22 por ciento del total nacional).

Según las perspectivas de abastecimiento petrolero en Colombia para el 2020, que son presentadas en un estudio de Arthur D. Little (Guzmán, 2006) para

la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, haciendo una comparación de la producción actual de crudo con otros cuatro posibles escenarios: con las reservas actuales, se observa una tendencia constante de decrecimiento hasta 2011, año en el que dejaríamos de ser autosuficientes. El primer escenario es el de abundancia de fuentes energéticas (curva superior), donde no se presentarían problemas de escasez por muchos años y por el contrario se proyecta una tendencia de aumento de la misma curva. Igual situación ocurriría en un segundo escenario de abundancia en la producción de crudo; no obstante, la tendencia de aumento de esta curva es mucho más lenta que la primera. Para un tercer escenario de abundancia en la producción de gas, la tendencia de la curva es a disminuir después del año 2011, consumiendo toda la producción de derivados para el año 2019 y produciéndose una situación de pérdida de autoabastecimiento en dicho año. En un cuarto escenario de escasez de petróleo, la tendencia de decrecimiento se da después del año 2011, mucho más rápida que la del escenario anterior, pero la escasez se da en el 2015, cuando se han consumido todos sus derivados (Gráfico 10).



Gráfico 10. Perspectivas de abastecimiento petrolero



Fuente: Estudio de Arthur D. Little. ANH. (Guzmán 2006)

LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Las energías alternativas son fuentes de obtención de energías renovables, es decir inagotables, proporcionadas por el sol (energía solar), el viento (energía eólica), el calor de la tierra (energía geotérmica), los saltos de agua (energía hidráulica), las mareas (energía mareomotriz) o también el crecimiento de los vegetales y el reciclaje de los residuos (biomasa). La explotación de estas fuentes genera pocos o ningún residuo ni emisiones contaminantes.

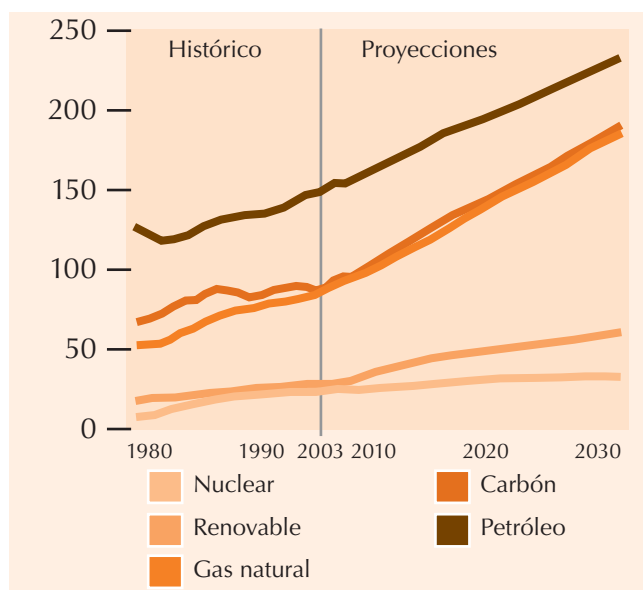
A escala internacional se considera que la participación actual y esperada de fuentes de energía diferentes a los hidrocarburos tradicionales y al carbón será muy baja durante los próximos 30 años (8 por ciento) (Gráfico 11). Este panorama se debe en gran parte a la poca información que se tiene sobre cada una de las energías alternativas y a los altos costos relativos de los desarrollos de dichas tecnologías.

No obstante, dos factores en particular han contribuido a que las energías alternativas sean investigadas y desarrolladas con intensidad en las últimas décadas. En primer lugar, el progreso significativo en la utilización de tecnologías, así como en la organización y elaboración de proyectos. En segundo lugar, las preocupaciones ambientales globales, específicamente el riesgo del cambio climático, que han reforzado la voluntad política de numerosos países industrializados para apoyar el desarrollo de energías limpias. Esta

voluntad ha dado lugar a objetivos ambiciosos en términos de energías renovables y al establecimiento de instrumentos reguladores específicos para alcanzarlos (precio garantizado, certificados verdes, contingentes, impuestos favorables, etc.). La meta final es lograr que los diferentes sectores renovables sean autónomos⁴.

4 En la actualidad, en la mayoría de países las energías alternativas cuentan con la ayuda estatal, ya sea por medio de subsidios, regulaciones, exenciones, etc.

Gráfico 11. Consumo mundial por tipo de energía, 1980-2030 (en cuatrillones de BTU)



Fuente: International Energy Outlook 2006 (EIA)



BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA

La inminente búsqueda de fuentes de combustibles alternativos en Colombia está dada por la incertidumbre que le generan a su abastecimiento energético la caída de las reservas de petróleo y de la producción en los campos de explotación, y la ausencia de nuevos hallazgos significativos. Tal situación se ha acentuado por factores externos como el alto precio internacional del petróleo y del gas natural.

En la actualidad, el Ministerio de Minas y Energía promueve los biocombustibles en Colombia con argumentos como: la sustentabilidad ambiental, por ser una forma renovable de energía y presentar un menor impacto ambiental; la posibilidad de dinamizar las actividades agrícolas y generar empleo en el sector rural, y la diversificación estratégica, que traen a los sectores agroindustriales eventualmente estancados o en retracción. Entre estos, los aspectos ambientales han sido los más difundidos.

Es así como los biocombustibles, en especial el uso de biomasa (toda materia agrícola constituida por los microorganismos, las plantas y los animales, incluido el hombre) para aplicaciones energéticas está adquiriendo una importancia creciente. Las principales formas de obtener biomasa para utilizarla como fuente de energía son cultivar plantas específicamente con ese propósito, explotar y aprovechar mejor los recursos actuales de biomasa existentes, y recoger y emplear los subproductos y residuos disponibles. Los cultivos alimentarios con elevado contenido de azúcar (caña de azúcar, remolacha, maíz y yuca) y las plantas de las que pueden extraerse aceites vegetales (palma de aceite, soya, girasol) son las formas más prometedoras para la obtención de energía. En Colombia se está desarrollando la producción de bioetanol y la de biodiésel.

El bioetanol

El alcohol etílico (C_2H_5OH) o etanol es un biocombustible que se obtiene esencialmente de dos procesos: fermentación y destilación. La materia prima por excelencia es la caña de azúcar, pero también se usa el maíz, la remolacha, la yuca y, en Colombia, también se ha experimentado con el banano.

El etanol puede ser utilizado como combustible en motores, en sustitución de la gasolina, básicamente de dos maneras: en mezclas de gasolina y alcohol anhidro, o como alcohol puro, generalmente hidratado. Según el artículo 1.º de la resolución 898 de 1995 del Ministerio de Medio Ambiente, desde el primero de enero de 2001 todas las gasolinas que se consumen en Colombia deben estar oxigenadas. La biogasolina o gasolina oxigenada es una mezcla que –actualmente– contiene 90 por ciento de gasolina y 10 de alcohol carburante (etanol).

Adicionalmente, reconociendo la tendencia internacional que advierte que la producción de alcohol o energía a partir de productos renovables es más costosa que la producida a partir de productos no renovables y con el fin de hacer viables los proyectos correspondientes, el Congreso de la República, a través de la Ley 788 de 2002, declaró el alcohol carburante con destino a la mezcla con gasolina para vehículos automotores exento de IVA, impuesto global y sobretasa.

Colombia tiene la ventaja de ser un productor importante de caña de azúcar en el mundo y por esto, el etanol encierra grandes expectativas. Se espera que además de reducir la contaminación ambiental, el etanol pueda bajar la dependencia extrema del petróleo. Desde el punto de vista económico, se espera que el etanol se convierta en una fuente importante de divisas en el futuro. Para las regiones representa una oportunidad de aprovechar el uso de los recursos naturales renovables como materias primas, de tal forma que fomente la reactivación económica y productiva y el empleo en la zona rural. Para los empresarios representa un frente estratégico de negocios.

Con la estrategia de los Estados Unidos de buscar asiduamente energías alternativas al petróleo, en el proyecto de TLC con este país está establecido que las exportaciones de etanol y biodiésel a ese país gozarán de un régimen libre de aranceles y de otras limitaciones.

Ante este entorno, los empresarios colombianos están desarrollando grandes proyectos dirigidos a la producción de etanol. La capacidad de los ingenios ha pasado de producir 80.000 litros diarios de etanol (sólo tres ingenios) en el 2003 a 1.175.000 en el 2006 (siete ingenios). (Tablas 1 y 2)

**Tabla 1. Capacidad de los ingenios (2003)**

No	Ingenio	Área cult.	Molienda	Pr. melaza	Pr. etanol
		Ha	Toncaña/día	Ton/día	Litrosea/día
1	Incauca	36.158	12.000	361,32	0
2	Providencia	23.314	8.500	235,70	0
3	Manuelita	23.195	9.600	278,78	5.000
4	Riopalla	20.720	7.500	191,10	15.000
5	Central Castilla	18.770	6.500	183,23	0
6	La Cabaña	16.533	4.800	139,77	0
7	Mayaguez	13.308	6.000	162,60	0
8	Pichichi	12.688	3.800	102,60	0
9	Risaralda	12.147	4.500	119,07	0
10	San Carlos	7.472	2.500	58,67	0
11	Carmelita	7.037	2.000	55,38	0
12	Central Tumaco	3.681	1.800	55,62	0
13	María Luisa	2.541	1.200	33,22	0
14	Sicarare	?	1.500	45,00	60.000
	Total	197.565	72.200	2.022,00	80.000

Fuente: Informe Cenicaña Agosto 2003 (CIAT 2005)

Tabla 2. Capacidad de los ingenios (2006)

No	Ingenio	Área cult.	Molienda	Pr. melaza	Pr. etanol
		Ha	Toncaña/día	Ton/día	Litrosea/día
1	Incauca	36.158	12.000	0	300.000
2	Providencia	23.314	8.500	0	250.000
3	Manuelita	23.195	9.600	0	250.000
4	Riopalla	20.720	7.500	191,10	15.000
5	Central Castilla	18.770	6.500	183,23	0
6	La Cabaña	16.533	4.800	139,77	0
7	Mayaguez	13.308	6.000	0,00	150.000
8	Pichichi	12.688	3.800	102,60	0
9	Risaralda	12.147	4.500	0	150.000
10	San Carlos	7.472	2.500	58,67	0
11	Carmelita	7.037	2.000	55,38	0
12	Central Tumaco	3.681	1.800	55,62	0
13	María Luisa	2.541	1.200	33,22	0
14	Sicarare	?	1.500	45	60.000
	Total	197.655	72.200	809,21	1.175.000

Fuente: Informe Cenicaña Agosto 2003 (CIAT 2005)

Siguiendo a Chávez (2004), Briceño y Calero (2004 a y b), y a Calero (2000), al etanol se le atribuyen tanto ventajas como desventajas en virtud de sus efectos ambientales, características físico-químicas, materias primas de origen y costos de producción, entre muchos otros.

Se dice que el uso del etanol como carburante contribuye a reducir la polución y contaminación ambiental, ya que genera emisión de gases menos tóxicos respecto a la gasolina no oxigenada. Sin embargo, se reconoce que siempre se genera algún grado importante de polución atmosférica, lo que anula su



aporte y beneficio ambiental. Una concluyente investigación de la Universidad Nacional de Colombia (*UN Periódico* 2006) demuestra que con el uso de biogasolina, aunque las emisiones de monóxido de carbono se reducen entre 29 y 36 por ciento, las de dióxido de carbono (CO₂) aumentan alrededor de 19 por ciento. Asimismo, el uso de la biogasolina incrementa las concentraciones de óxido de nitrógeno, que contribuyen a formar el ozono, oxidante de las vías respiratorias. Los inconvenientes de evaporación de la mezcla E-10 implican producción de emisiones gaseosas o sustancias volátiles mayores, como los aldehídos, de probada actividad cancerígena.

Adicionalmente, a la biogasolina se le atribuye una alta potencia como combustible, al aumentar el octanaje y mejorar la calidad de las gasolinas. Sin embargo, recientemente se han descubierto deficiencias de índole funcional y mecánica que limitan o perjudican el empleo del etanol como biocombustible. Los vehículos no están estructural ni mecánicamente preparados y adaptados para operar con mezclas de gasolina con etanol. El mismo estudio de la Universidad Nacional revela que la gasolina ecológica aumenta el calor, degrada el aceite y afecta la durabilidad del motor. Se dice que el etanol es corrosivo, lo que demanda cambios de metalurgia en altas cantidades. Las bajas temperaturas propias de condiciones topográficas de altura reducen la capacidad y eficiencia de tracción de los vehículos que emplean etanol. Se dice que el etanol posee un 33 por ciento menos de densidad de energía por litro de gasolina, lo que exige un consumo mayor de combustible. El alcohol obstruye y tapona las tuberías de los vehículos, lo que provoca problemas en su normal operación, y ocasiona varadas continuas. Por todo esto, el mantenimiento y los costos agregados de los vehículos que emplean etanol pueden elevarse, por lo que el incremento verificado en el octanaje de la gasolina es poco significativo y no compensa el esfuerzo implicado en adicionar etanol.

Por último, la producción del etanol está directamente ligada y es dependiente de los precios internacionales del azúcar, por lo que podrían presentarse, por causa de la aparición de mejores opciones comerciales y de precios alternativos (competencia), dificultades en la producción, disponibilidad, suministro y precio del

etanol para uso combustible. Además, la capacidad productiva de etanol anhidro en el país se considera limitada e insuficiente para poder atender y satisfacer las necesidades nacionales actuales y futuras requeridas. Esto puede crear una dependencia alterna a partir de la agroindustria azucarera. Por esto se dice que la iniciativa y posibilidad de mezclar gasolina con etanol es un proyecto hecho y diseñado a la medida del sector azucarero, que beneficiará exclusivamente algunos ingenios y grupos poderosos en particular.

El biodiésel

El biodiésel es un combustible que puede obtenerse a partir de aceites vegetales o animales, de los cuales la fuente más importante disponible en el país es la palma de aceite. Se produce por la reacción química de dichos aceites con alcohol, y puede mezclarse parcialmente o reemplazar al diésel, por la similitud en sus características.

Con el fin de promover la producción, comercialización y consumo del biodiésel con materias primas de origen nacional, en diciembre de 2004, el Congreso de la República expidió la Ley 939, mediante la cual se establecen algunas exenciones tributarias (IVA e impuesto global a los combustibles). Estas exenciones contribuyen de manera importante a viabilizar económicamente el proyecto. El biodiésel en Colombia se empezará a comercializar a partir de 2008 en una mezcla: 95 por ciento de ACPM (diésel) con 5 por ciento de diésel ecológico (estearina de palma), producido a partir de la palma africana.

En el editorial de la revista *Palmas No. 1* de 2005, se afirma que el desarrollo del biodiésel en Colombia promete ser un proyecto con beneficios para el gobierno, el sector palmero y los consumidores de combustibles.

El gobierno podrá reducir su dependencia de importaciones de petrodiesel, generar empleo, disminuir la contaminación ambiental y alcanzar un mayor crecimiento de la producción agropecuaria. Un posible problema puede ser el sacrificio fiscal por los ingresos que se van a dejar de recibir por concepto de la exención de impuestos para la promoción y consolidación del sector.



Para el sector palmero colombiano el biodiésel es una opción atractiva por cuanto representa un nuevo mercado local para el aceite de palma, más rentable que el de exportación, que contribuye a mejorar el ingreso del palmicultor. No obstante, dado que la palma de aceite es un cultivo de largo plazo, el proyecto del biodiésel debe ser evaluado suficientemente para minimizar los riesgos de rentabilidad y sostenibilidad. Es importante tener claridad sobre el manejo de los volúmenes de producción que podrán ser absorbidos con este proyecto, con el fin de garantizar el abastecimiento tanto del mercado de aceites comestibles como el de biodiésel.

El alto impacto ambiental representa otra amenaza, ya que el cultivo de palma de aceite en grandes extensiones de tierra trae consigo la implementación de monocultivos y por lo tanto, mayor uso de plaguicidas y herbicidas que pueden generar la desaparición de bosques tropicales y animales que habitan en estas regiones y con ello, la destrucción de gran biodiversidad. La mayoría de las plantaciones de palma africana son precedidas por la tala de bosque, con el objeto de preparar y limpiar el terreno para hacer posible su establecimiento; además se presenta un riesgo mayor de incendio, ya que el terreno se vuelve seco. (Ramírez, 2003).

Otro aspecto que no puede dejarse de lado es la reconversión de vehículos de transporte público que tienen motores diésel a gas natural vehicular. Debido a esto, la demanda de este alcohol carburante tendería a disminuir en un futuro, justo cuando se implante la ley del biodiésel.

Por último, los consumidores podrán disponer de un combustible menos contaminante para las ciudades. Las ventajas particulares que el biodiésel posee frente al derivado del petróleo, además de la renovabilidad,

son el cetanaje elevado⁵, la ausencia de azufre, la buena lubricidad y el elevado punto de fulgor. Además, el uso del biodiésel no requiere modificaciones del motor. El biodiésel es ciento por ciento biodegradable, y las emisiones resultantes de mezclas con biodiésel indican particularmente una reducción en el CO₂. No obstante, el desmonte de subsidios es una amenaza para los consumidores, pues las tarifas y los precios del bioetanol no van a ser siempre subsidiados. Los subsidios se tienen establecidos para las fases iniciales de producción, y cuando se desmonten las ayudas gubernamentales se podría dar un alza del precio de la gasolina oxigenada y del biodiésel.

VIABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD DE LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Barreras de las energías alternativas

Aunque las energías alternativas presentan un gran potencial para disminuir los efectos negativos del consumo energético en continuo incremento, en la actualidad presentan barreras, económicas, financieras, legales, institucionales, técnicas y ecológicas.

Barreras económicas

Las energías renovables deben alcanzar la misma competitividad que las no renovables para entrar en los mercados liberalizados; para que esto sea posible, los costos de las energías renovables no deben exceder los de los combustibles fósiles en forma significativa. Este objetivo no es fácil de lograr. Por ejemplo, para que la energía fotovoltaica sea rentable, el barril del petróleo debe alcanzar un precio cercano de los 150 ó 200 dólares (El Atlas de *Le Monde Diplomatique*

⁵ El cetanaje o índice de cetano mide lo contrario al octanaje, es decir, en lugar de medir la resistencia del combustible cuando es comprimido dentro del cilindro de un motor, mide la facilidad con la que se inflama el combustible en los motores diésel; cuanta más facilidad para inflamarse, mejor es el combustible.





2006). Para que los biocombustibles sean rentables según un artículo de *The Economist* de abril del 2006, el barril de petróleo debe alcanzar un precio cercano de los 60 dólares para el etanol de maíz, 40 dólares para el etanol de azúcar y 80 dólares para el biodiésel. (Sociedad Nacional de Agricultura de Chile 2006)

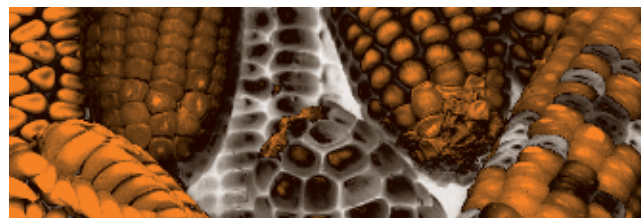


Tabla 3. Inversión y costos promedios de generación

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 (1,6-2,0)
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: Guzowski 2006, con fuente primaria Cepal 1996. "Sostenibilidad en América Latina y el Caribe. El aporte de las fuentes renovables". LC/L/1996

En la Tabla 3 se pueden observar los costos de generación e inversión de las energías renovables. El ciclo combinado de gas es la energía que menores costos de generación e inversión requeriría. La energía fotovoltaica es la energía que implicaría más costos. Con respecto al ciclo combinado de gas, la energía fotovoltaica supera 15 veces los costos de generación y 11 veces los de inversión. Es necesario tener en cuenta que las energías renovables podrían reducir sus costos en el tiempo, aprovechando lo que diferentes autores han denominado "curva de aprendizaje" (*learning curve*). Esta curva representa el resultado concreto del proceso de "aprender al hacer" de una aplicación tecnológica determinada a escala industrial. (Guzowski, 2006)

Barreras financieras, legales e institucionales

Según Carina Guzowski, el mayor obstáculo que enfrentan las energías renovables es el concepto de "riesgo versus rentabilidad". Para que estas barreras puedan ser superadas, los gobiernos deben 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 de los inversionistas privados y que permitan que los proveedores de líneas de crédito dispongan de las garantías apropiadas. (Guzowski 2006)

En los países en vías de desarrollo, muchos organismos internacionales han promocionado el uso de fuentes renovables en lugares aislados, y aunque la energía producida a partir de recursos renovables ofrece proyectos clave donde la red de distribución nacional no puede llegar, su uso efectivo ha sido mucho más lento de lo que se esperaba. En veinte años, con ayuda de subvenciones, 500.000 habitantes de los países en desarrollo han recibido energía eléctrica fotovoltaica. Se necesitarían al menos 400 años para satisfacer a los otros 1.900 millones de habitantes que siguen careciendo de electricidad. (El Atlas de *Le Monde Diplomatique* 2006)

Barreras técnicas y ecológicas

Las barreras técnicas y ecológicas pueden ser las más importantes, porque a diferencia de las barreras económicas y financieras, que pueden ser superadas en algunos años, las barreras técnicas en el corto y mediano plazos son casi imposibles de eliminar.



Un ejemplo de esto son la energía solar y la eólica, que presentan cuatro inconvenientes físicos fundamentales que impiden que alguna vez puedan reemplazar más que una pequeña fracción de la energía que hoy recibimos del petróleo (Webb 2005): (i) La falta de densidad energética, (ii) Incompatibilidad como combustible para el transporte, (iii) Intermittencia energética y (iv) incapacidad de escalar. En palabras de Webb:

1. La falta de densidad energética

- Si se suman todas las células fotovoltaicas actualmente en funcionamiento en el mundo (2004), la producción combinada apenas roza los 2.000 megawatts, que apenas alcanzan la producción de dos termoeléctricas de carbón.
- Se necesitarían el equivalente de cuatro cuadras de Manhattan en equipos solares para producir la cantidad de energía distribuida por una sola gasolinera por día.
- Se necesitarían cerca de 220.000 km² de paneles solares para cumplir la demanda global con energía solar. Es difícil imaginar una superficie asequible para esto, ya que la superficie actual de paneles solares es de sólo 17 km².

2. Incompatibilidad como combustible para el transporte

- Aproximadamente 2/3 del petróleo mundial se destina al transporte y más del 90 por ciento de los combustibles del transporte son derivados del petróleo (gasolina diésel, jp3).
- La solar y eólica no pueden ser utilizadas en el transporte en escala industrial, salvo como medio para la separación de hidrógeno por la hidrólisis del agua. El proceso hidrolítico es sumamente simple, pero consume 1,3 unidades de energía por cada unidad de energía producida.
- No existe energía, capital ni tiempo necesarios para reemplazar una porción significativa de los millones y millones de autos, aeronaves y barcos alimentados con hidrocarburos.

3. Intermittencia energética

A diferencia del petróleo y del gas, que pueden ser usados en cualquier momento del día o de la noche, la solar y la eólica dependen de las condiciones climáticas. Esto no representaría un

obstáculo para el uso doméstico o una economía local o regional de pequeña escala, pero si se quiere mantener en funcionamiento una economía industrial, que depende de aeropuertos, aviones, millones de kilómetros de carreteras, enormes rascacielos, disponibilidad de combustible, etc., con una fuente intermitente de energía, si sería un gran inconveniente⁶.

4. Incapacidad de escalar

En el 2003 los EEUU consumieron 98 trillones de BTU (British Thermal Unit) de energía (Quadrillon, EEUU), 0,171 trillones provinieron del Sol y viento combinados. De forma tal que para obtener de 2-3 por ciento de las necesidades corrientes de energía del Sol o viento, deberemos duplicar, otra y nuevamente otra vez, la proveniente de la producción eólica/solar.

Mientras que otras alternativas como la geotérmica y la mareomotriz constituyen otras opciones, estas tampoco cuentan con la capacidad para sustituir los hidrocarburos, no solo por las mismas razones que la eólica/solar, sino también porque se encuentran geográficamente limitadas. Por ejemplo, la energía mareomotriz o de olas es sólo viable en localidades costeras⁷.

De otro lado, los biocombustibles, como el etanol y el biodiésel, son buenos sólo en pequeñas dosis. Todos los biocombustibles son crecidos con aportes enormes de combustibles fósiles (pesticidas y fertilizantes) y presentan EROI's (Energía recuperada/utilizada) muy bajos y hasta negativos. Por ejemplo, la producción de etanol requiere seis unidades de energía para producir una sola, es decir, consume más energía de lo que produce. En consecuencia solo multiplicará el déficit.

Como ejemplo ilustrativo de la ineficiencia en la producción de dicha alternativa, Paul Roberts señala que son necesarios 4,5 km² de tierra para producir la cantidad suficiente de maíz para movilizar un solo

6 La energía producida del sol, viento y otras alternativas verdes puede ser almacenada en baterías, pero la tecnología de baterías es lamentablemente inadecuada para grandes escalas.

7 Sólo muy pocas naciones, como Islandia, tienen suficiente energía geotérmica como para incidir favorablemente en su consumo de petróleo.



automóvil por 16.093 kilómetros (aproximadamente un año de uso). Si decidiésemos movilizar a todos nuestros autos con etanol, deberíamos cubrir el 97 por ciento de nuestra tierra con maíz. (Roberts 2004).

El anterior panorama no significa que no se deba invertir en energías alternativas, por el contrario, esto muestra nuestra alta dependencia de los hidrocarburos y la urgente necesidad de evitar una crisis energética con nuevas investigaciones y tecnologías que no sólo superen las barreras económicas, financieras e institucionales, sino las técnicas y ecológicas⁸. Además, el actual sistema económico, con sus tasas de crecimiento aceleradas, tiene que cambiar a un modelo de desarrollo sostenible y sustentable.

Conclusiones

Los combustibles provenientes de la biomasa podrán contribuir a mitigar la emergencia energética que vivirá Colombia probablemente hacia el año 2012, debido a la baja en sus reservas de petróleo; sin embargo, se deben buscar otras fuentes alternas de energía para que Colombia pueda tener un futuro sostenible en el abastecimiento de sus combustibles.

Reemplazar sólo un pequeño porcentaje de la energía provista por el petróleo implica la utilización de grandes áreas para siembras, lo que generaría una competencia directa para la producción de alimentos, y se recibiría menos energía por galón de etanol que la que se invierte en producirla. Pareciera una contradicción, pero económicamente tiene una explicación muy sencilla: su producción es subsidiada y la compra, obligatoria.

Sí se requiere utilizar estas fuentes de energía, con la certidumbre de que tienen ventajas y desventajas y de que no son una panacea. Esto hace necesario investigar y desarrollar cuanto antes otras fuentes de energía, que el Estado debería fomentar y financiar, tanto en Colombia como en el exterior.

Por último, es necesario resaltar que el uso del etanol, biodiésel o de cualquier otro biocombustible debe hacerse en condiciones controladas, teniendo especial cuidado y respeto por la salud pública y por el patrimonio de los colombianos, informando completa, veraz y oportunamente sobre sus ventajas y riesgos para que se puedan establecer las medidas de mitigación y control que sean necesarias; no hacerlo así significa exponer el sistema de salud y al mismo Estado a asumir costos impagables social y económicamente.

Bibliografía

BIODIÉSEL URUGUAY. 2007. Producción del biodiésel a partir del cardo biodiésel. 27 de Julio. Uruguay. En: http://www.biodiesel-uruguay.com/noticias_de_biodiesel/produccion-del-biodiesel-a-partir-del-cardo592.php

BRICEÑO, C.O.; CALERO, C.X. 2004a. Etanol Como Combustible para Vehículos. Cali, Colombia. Carta Trimestral 1 de 2004 - Cenicaña. Pp: 14-19.

BRICEÑO, C.O.; CALERO, C.X. 2004b. Aspectos Básicos del Desempeño del Etanol como Combustible Vehicular. Centro de Investigación de la Caña de Azúcar de Colombia (Cenicaña). Documento de Trabajo. 12 p.

BRITISH PETROLEUM. Statistical Review of World Energy 2006. <http://www.bp.com>

CENTRO INTERNACIONAL DE AGRICULTURA. 2004. Situación de la producción de etanol en Colombia. En: www.ciat.cgiar.org/training/pdf/060315_escenarios_de_produccion_de_etanol_en_colombia.pdf

CALERO C., C.X. 2000. Alcohol Carburante: una Alternativa con Altos Beneficios Económicos, Sociales y Ecológicos para Colombia. Cali, Colombia. Carta Trimestral 3 de 2000 - Cenicaña. Pp: 16-20.

CHAVES S., Marco. 2004. Etanol: un biocombustible para el futuro / En: Memorias Seminario "Antecedentes y Capacidad Potencial de Cogenerar Energía y Producir Etanol por Parte del Sector Azucarero Costarricense", 30 de septiembre, Hotel Best Western Irazú, San

⁸ La energía solar en el espacio es un proyecto futurista propuesto para producir energía a gran escala que propone situar módulos solares en órbita alrededor de la tierra. Este proyecto eliminaría algunas barreras.



José, Costa Rica. El nivel de las energías alternativas. En: <http://www.monografias.com>

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. International Energy Outlook 2006. En: www.eia.doe.gov

EL ATLAS DE LE MONDE DIPLOMATIQUE. 2006. El planeta en peligro. Potencial y limitaciones de las energías renovables. Junio. Pp: 20-21.

GUZMÁN, Rodolfo. 2006. Arthur D. Little. Escenarios de abastecimiento energético. II Colombia Oil & Gas Investment Conference. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Cartagena, 5 de diciembre.

GUZOWSKI, Karina. 2006. "Impacto de la crisis energética en Argentina sobre el desarrollo de fuentes energéticas alternativas". En: Boletín del Observatorio Colombiano de Energía. No. 22. Abril-Junio. Bogotá. Pp: 7-18

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. 2005. Los biocombustibles en Colombia. En: [http://www.minminas.gov.co/minminas/sectores.nsf/2a84e89f4d73f130052567be0052c75a/8d566806de23cd580525705f00432e6d/\\$FILE/Bi-combustibles_Colombia.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/sectores.nsf/2a84e89f4d73f130052567be0052c75a/8d566806de23cd580525705f00432e6d/$FILE/Bi-combustibles_Colombia.pdf)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Análisis del comportamiento de la producción y de las exportaciones de carbón 1998. En <http://www.upme.gov.co>

NARANJO, G. Y BRAVO, O. ECHEVERRI, H 2003. Análisis de los riesgos y posibilidades de la expansión del gas natural en Colombia. Boletín del Observatorio Colombiano de Energía, No. 12 octubre-diciembre. Centro de Investigaciones para el Desarrollo. Bogotá. Pp: 16-19

REVISTA PALMAS. 2005. Editorial: Biodiésel: un proyecto en camino de ser una realidad Fedepalma Vol. 26 No. 1.

REPÚBLICA DE COLOMBIA. CONGRESO NACIONAL. Ministerio de Minas y Energía. Ley 693 de 2001.

— Ley 788 de 2002.

— Ley 939 de 2004.

— Normatividad: Resolución No. 181708 del 14 de diciembre 14 de 2004. En <http://www.minminas.gov.co>


REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ministerio del Medio Ambiente. Normatividad: Resolución No. 898 del 23 de agosto de 1998. En <http://www.acercar.org.co>

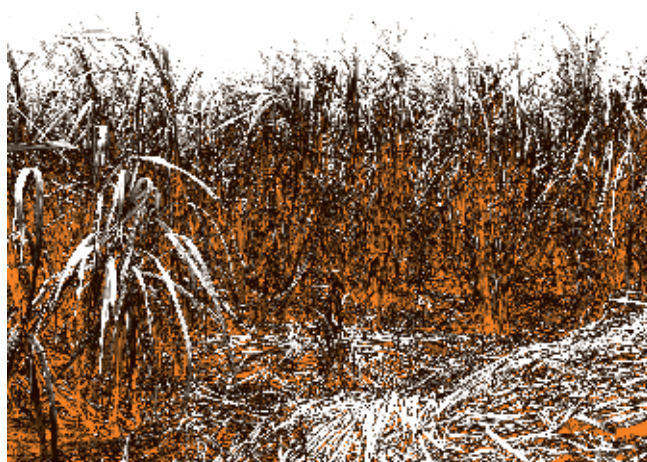
ROBERTS, Paul. 2004. El fin del petróleo. Traducción de Jordi Vidal. Barcelona Ediciones B.

SOCIEDAD NACIONAL DE AGRICULTURA DE CHILE. 2006. Gerencia de Estudios. Agricultura y Biocombustibles: Las condiciones para su desarrollo. Noviembre. En: https://www.odepa.gob.cl/odepaweb/publicaciones/SemBiocombustibles/27_Biocombustibles-SNA.pdf

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. 2006. Plan Energético 2006-2025. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Octubre 10. En <http://www.upme.gov.co>

UN. PERIÓDICO. 2006. "El proyecto de biocombustibles en Colombia tiene serias deficiencias", 21 de agosto. Bogotá.

WEBB, Miguel. 2005 La Vida Luego del Colapso Petrolero (Tercera Parte). <http://www.ecoport.net/content/view/full/52291> 



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 comité 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 ciento por ciento 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. Este 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 estos será de 30 días hábiles a partir de su recepción.

6. Los artículos deben incluir la clasificación JEL (*Journal of Economic Literature*). Esta clasificación se

puede encontrar en: http://www.aeaweb.org/journal/jel_class_system.html.

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 tablas¹.

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) debe tener una extensión de máximo 100 palabras². 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, gráficos o mapas sean muy legibles, con las convenciones muy definidas. 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].

1 Véase la definición de tipologías al final de este documento.

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



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 según fecha de publicación. 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 [2001a].

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 



Boletín del
BSERVATORIO
Colombiano de Energía



Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Diseño editorial
Impresol ediciones | Julián Roa Triana

Corrección de estilo
Impresol ediciones | Carlos Mesa

Impresión
Impresol ediciones Ltda. (57) (1) 250 8244
Bogotá, Colombia.