

Boletín del

ISSN: 1657-480X **25**

BSERVATORIO Colombiano de Energía

Publicación trimestral

Enero • Marzo 2007

El Observatorio Colombiano de Energía (OCE) hace parte del centro de investigaciones para el Desarrollo (CID) de la Facultad de Ciencias Económicas de Centro de Investigaciones para el Desarrollo la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, y funciona en asocio con 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

Coordinador Editorial

Raúl Ávila Forero

Asistente Editorial

Diana Caruso López

Comité Editorial

Carmenza Chahín

Isaac Dynner

Mario García

Astrid Martínez

Alicia Puyana (Flasco México)

Héctor Pistonesi (Bariloche)

Philip Wright (Universidad Sheffield)

Observatorio Colombiano de Energía

Carrera 32 No. 23A-22

Bogotá, D.C. Colombia

Teléfono: (571) 244 6649, ext. 102/107

Página web

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

www.cid.unal.edu.co

Correo electrónico

obsce_bog@unal.edu.co

Diseño, impresión y acabados

Impresol Ediciones Ltda

CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Contenido

Editorial

2

Evolución del mercadeo eléctrico boliviano y sus
perspectivas a mediano plazo

Jorge Cordero Zárate

3

¿Por que no marchaba el MIBEL?

Mario García Molina

Francisca Salinas Esteban

14

Pautas para autores

30



Editorial

Los elevados precios del petróleo en el mercado internacional durante un período excepcionalmente largo, han llevado nuevamente a la agenda internacional el tema de la energía y el medio ambiente. La Unión Europea ha aprobado como meta para alcanzar antes del año 2020, un 20% de fuentes limpias de energía, y los Estados Unidos han reforzado los recursos destinados al impulso de aquellas, así como a la utilización de biocombustibles, todo ello con el claro propósito de reducir su dependencia de los combustibles fósiles y mitigar los efectos ambientales de la utilización de los mismos.

En ese contexto, Colombia ha mantenido, pero no aumentado, el nivel de exportaciones de crudo, y ECOPEPETROL en los dos últimos años ha obtenido las utilidades más altas en su historia, consolidándose como la empresa más importante del país. También en Colombia se ha iniciado la producción de alcohol carburante y ya se proyecta la manufactura de biodiesel a partir de palma africana, fundamentalmente.

Sin embargo, los pronósticos de producción de crudo a mediano plazo son poco alentadores. A pesar de los esfuerzos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, orientados a incrementar los contratos de exploración, no se ha logrado el nivel requerido de actividades exploratorias ni, menos, hallazgos importantes que impidan, en los próximos cuatro o cinco años, la caída de la producción a cotas inferiores a las que requerirá la demanda interna.

Esta situación impone retos muy importantes a la política energética nacional: sustitución de combustibles, estructuras de precios acordes con la escasez, uso racional de los recursos energéticos, utilización de alternativas tecnológicas, etc., son algunas de las medidas que el país debe estudiar y poner en práctica rápidamente para reducir el impacto sobre la economía de la dependencia del crudo importado en momentos como el actual, de altos precios.

El Observatorio Colombiano de Energía se propone durante el presente año hacer un seguimiento a las políticas que se adelanten en esta materia, y propiciar la discusión académica, para contribuir a hallar soluciones a tan importante tema.

En el sector eléctrico, este año será especialmente rico en discusiones acerca de la regulación de la distribución y la comercialización de dicha energía, relativas a los decretos de política 377 y 378, expedidos por el Gobierno Nacional el pasado mes de febrero. Igualmente, se realizará este año la primera subasta de capacidad según lo establece la regulación del cargo por confiabilidad. El resultado de esta subasta será crucial para determinar la expansión del parque generador, necesaria para un crecimiento acelerado de la economía.

También en el presente año, el gobierno proyecta privatizar cinco electrificadoras (Santander, Boyacá, Norte de Santander, Meta y Cundinamarca), con lo que se profundiza la reforma iniciada a mediados de la década pasada y se cambiará el mapa eléctrico del país.

La presencia de un nuevo actor en el transporte de gas (TGI - EEB), así como la expectativa de exportar gas a Venezuela, conjuntamente con los déficits en el transporte y en la capacidad de producción, serán elementos fundamentales para el manejo de esta fuente energética, tan importante en la canasta del país.

Todos estos elementos serán el objeto de la atención del Observatorio y de esta publicación, cuyas páginas estarán abiertas a la participación de expertos, académicos y estudiantes, con el fin de contribuir a analizar y hacer propuestas a este complejo pero apasionante sector. 

Germán Corredor Avella



Evolución del mercado eléctrico boliviano y sus perspectivas a mediano plazo

Jorge Cordero Zarate

Ingeniero, Presidente de la CNDC
(Comité Nacional de Despacho de Carga) Bolivia

Fecha de recepción: 4 de Octubre 2006

Fecha de aceptación: 13 de Noviembre de 2006

Resumen

Con la llegada a Bolivia de la economía de mercado en la década del 90, el sector eléctrico boliviano se vio obligado a reformular todas sus bases de acuerdo con la Ley de Electricidad, y empezó a funcionar bajo un nuevo sistema a partir de 1996. Después de diez años es necesaria una evaluación de los aspectos positivos y negativos del nuevo sistema, así como de las perspectivas del mercado eléctrico boliviano a mediano plazo.

Palabras claves

mercado eléctrico, energía, Bolivia

Abstract

When Bolivia entered the market economy in the 90's, the Bolivian power sector was forced to reformulate all its bases according to the Law of Power, and began working under a new system in 1996. After ten years, an assessment is necessary of the positive and negative aspects of the new system, as well as of the perspective of the Bolivian power sector on the medium term.

Key words

power market, energy, Bolivia

Clasificación JEL: L94, N76, Q41, Q43, Q48



1. LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Hasta antes de 1996, y durante 30 años, el sector eléctrico en Bolivia se desarrolló sobre la base de empresas privadas y estatales, integradas o no, en actividades de generación, transmisión y distribución. La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), propiedad del Estado, estaba encargada de planificar la expansión, construir y operar centrales y líneas de transmisión allí donde no actuaba la empresa privada o mixta. El sector se desarrollaba bajo el Código de Electricidad, que regulaba la remuneración bajo el concepto de costo más una utilidad de 9% sobre los activos netos contables. Bajo este sistema y con financiamiento de la banca internacional, el sector eléctrico logró atender oportunamente la creciente demanda, integrarla en un sistema interconectado y expandir su frontera al área rural.

A principios de la década del 90 la economía en general tomó un nuevo rumbo. Nuevas teorías económicas propugnaban el modelo de economía de mercado, con cambios fundamentales en todas las actividades económicas del país.

El sector eléctrico boliviano debió adecuarse al nuevo modelo de la economía; para ello, el Estado reformuló las bases del sector eléctrico de la forma como están definidas en la actual Ley de Electricidad (Ley No. 1604 del 21 de diciembre de 1994). Además de dicho cambio, se creó el Sistema de Regulación Sectorial, y se llevó a cabo la privatización de ENDE y de varias empresas distribuidoras.

Luego de completar los procesos de privatización y con todas las empresas eléctricas en manos privadas, el sector eléctrico empezó a operar bajo el nuevo sistema en febrero de 1996. Las características más importantes señaladas en la Ley de Electricidad son:

- El sector privado se hace cargo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El Estado queda a cargo de la regulación y establecimiento de políticas energéticas.

- El sistema de regulación sectorial asigna a la Superintendencia de Electricidad la regulación y supervisión de todas las actividades de la industria eléctrica.

- Las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben ser desagregadas en empresas de generación, transmisión y distribución, y dedicarse a una sola de esas actividades.

- Las empresas de generación deben: a) estar conectadas, a su costa, al Sistema Troncal de Interconexión; b) operar en el SIN bajo la coordinación del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), y c) suscribir contratos con otros generadores, distribuidores o consumidores no regulados.

- La generación de electricidad actúa bajo un sistema de competencia, se remunera con base en costos marginales y opera en tiempo real de acuerdo al despacho de carga centralizado, a cargo del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), entidad que además administra el Mercado Eléctrico Mayorista.

- La transmisión y la distribución son actividades reguladas y están sujetas a tarifas fijadas por la Superintendencia de Electricidad.

- Se conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con todas las empresas que operan en el sistema eléctrico interconectado, donde se realizan transacciones de compra venta de electricidad de alta tensión, en mercado de contratos o en mercado 'spot'.

- El sistema de precios en el MEM se basa en principios marginalistas y precios de nodo (de alta tensión) revisados semestralmente.

2. ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL

En Bolivia, las políticas de Estado para el sector eléctrico se establecen en el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Obras Públicas, y específicamente del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (Gráfica 1).

La regulación de las actividades de la industria eléctrica está a cargo de la Superintendencia de Electricidad, cuyas actividades principales son: supervisar que el funcionamiento del sector se ajuste a la Ley de Electricidad, resolver en primera instancia conflictos en el sector, otorgar concesiones y licencias, y aprobar precios y tarifas.



El operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el cual coordina en tiempo real la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, de modo que el abastecimiento de energía de alta tensión se realice a mínimo costo y en las condiciones de seguridad y confiabilidad definidas en la reglamentación; también administra el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, especialmente las transacciones de compra venta de energía entre empresas.

Las empresas de generación, transmisión y distribución abastecen la energía eléctrica demandada por el Sistema Interconectado Nacional, en el marco de la normativa vigente, bajo la supervisión de la Superintendencia de Electricidad, y acatando las instrucciones operativas del Comité Nacional de Despacho de carga.



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

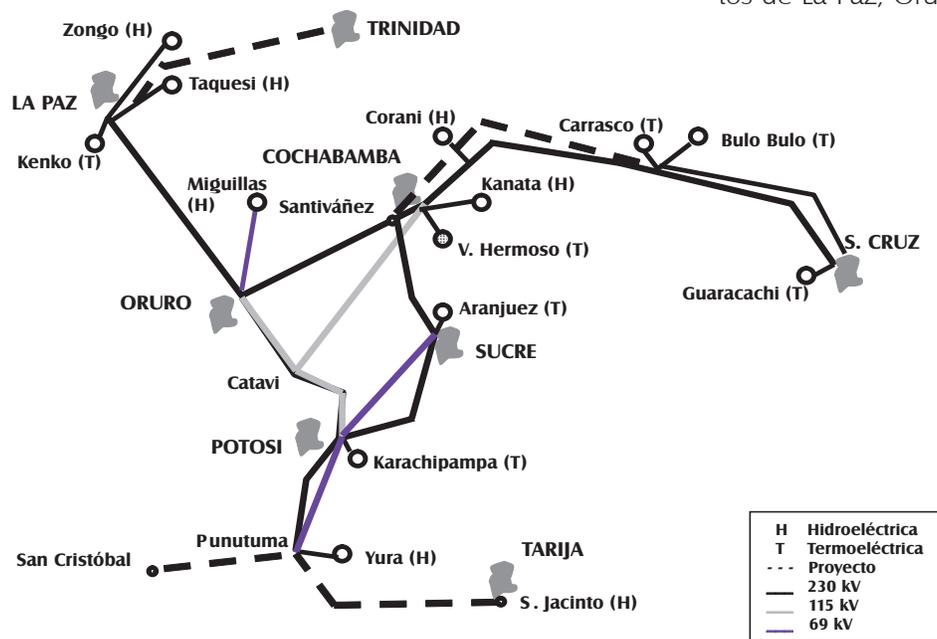


3. EL SISTEMA ELÉCTRICO

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) atiende la demanda de energía eléctrica de los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca, que representa aproximadamente el 90% de la demanda del país.

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) es la parte del SIN formada por líneas de transmisión de alta tensión (230 kV, 115 kV y 69 kV) y subestaciones asociadas, donde los generadores inyectan energía y los distribuidores y consumidores no regulados la retiran para su consumo. La capacidad actual de generación para una temperatura máxima probable es de 1,035 MW (45% hidroeléctrica) y la producción anual de 4.200 GWh. (Gráfica 2).

Gráfica 2 Diagrama del Sistema Troncal de Interconexión –STI- de Bolivia



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.



Las principales características del Sistema Interconectado Nacional –SIN– son las siguientes:

- En la producción de energía se utilizan recursos hídricos y gas natural. En el año 2005, 46% de la energía generada fue hidroeléctrica.
- En la región oriental, la generación es termoeléctrica mientras que en la región occidental es hidroeléctrica. Existe una sola central con un embalse importante (Corani) con 138 Hm³ (las demás totalizan 38 Hm³).
- La demanda se concentra en Santa Cruz (36%) y La Paz (29%); el resto está distribuida en el área centro - sur del sistema; el factor de carga anual es de 60%.
- La hidroelectricidad tiene una variación estacional muy marcada; en verano, llega a cubrir hasta 65% de la demanda total diaria, mientras que en el invierno (período de bajos caudales) cubre solamente 35%.
- La operación se basa en el despacho de carga centralizado y en la competencia de precios entre agentes generadores termoeléctricos.

4. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

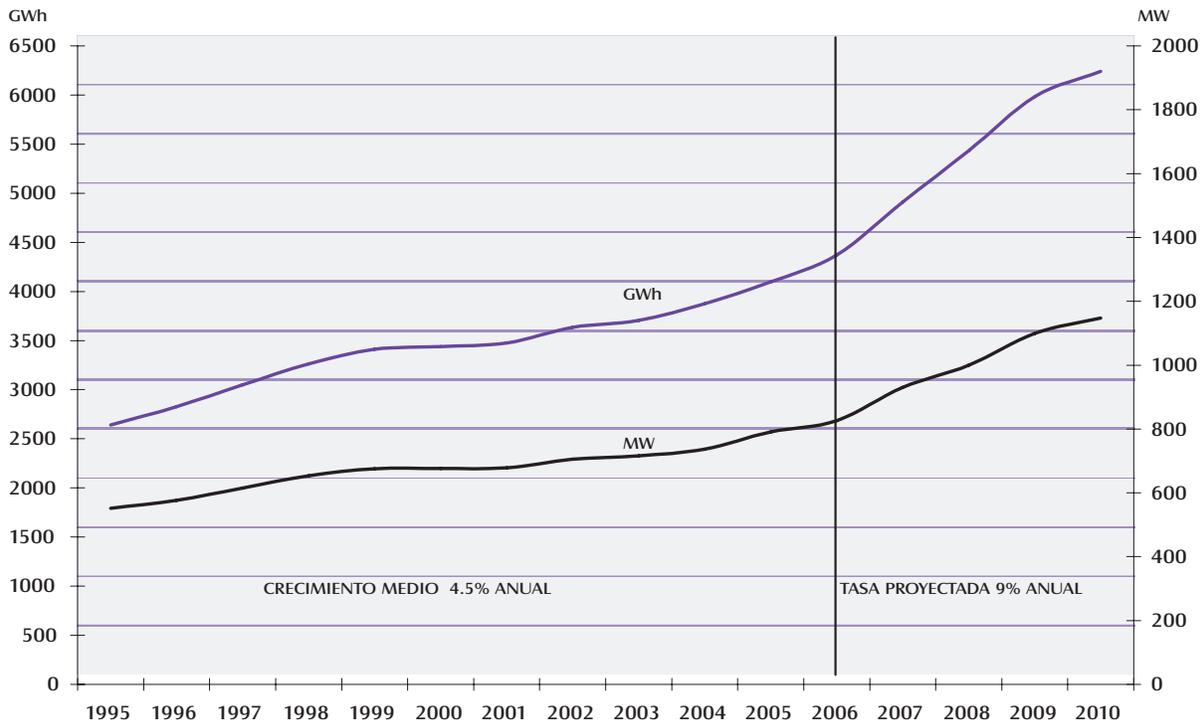
4.1. Demanda

Se estima que la demanda de energía en el presente año ascenderá a 4.200 GWh, lo que significa un incremento de 6,9% con respecto al año anterior. En el periodo 1995-2005 la demanda de energía creció a razón de 4,6% anual. Luego de un crecimiento de solamente 2,2% anual entre 1999 y 2003, en el año 2004 la tasa fue 4,6% y en 2005, 5,9%.

Entre los años 2005 y 2010 se espera un crecimiento del orden de 9% anual. Esta tasa alta de crecimiento se debe principalmente a la reactivación del sector minero y a la integración de Tarija y Trinidad al sistema interconectado (Gráfica 3).

Por las razones señaladas anteriormente, para el año 2010 la demanda máxima (potencia pico demandada anualmente), que en el año 2005 fue de 759 MW, alcanzaría los 1.116 MW, es decir que la potencia pico se incrementará en los próximos cinco años en 357 MW. Para cubrir esta mayor demanda, además de las ampliaciones actualmente en curso, se requerirá desarrollar nuevos

Gráfica 3 Evolución de la Demanda



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.



proyectos de generación que incrementen la capacidad instalada en aproximadamente 200 MW.

4.2. Desarrollo de la generación

Hasta el presente, la expansión de la generación se ha realizado con inversiones originadas en la privatización (capitalización) de ENDE, lo que permitió añadir 223 MW de capacidad, y con inversiones de nuevas empresas, no ligadas a la capitalización, que instalaron o ampliaron centrales de generación con una capacidad total de 252 MW (Gráfica 4).

En la expansión de la generación se observó lo siguiente:

- En general, las ampliaciones realizadas en sistemas hidroeléctricos (Zongo, Yura, Corani) así como en nuevas centrales (Taquesi y Kanata), han incorporado potencia con poca energía. Se mencionan los casos de Taquesi (90 MW), cuya producción en invierno disminuye hasta 3 ó 4 horas al día, Kanata (7 MW), que sólo opera unas 6 horas al día todo el año, el Yura que incrementó su capacidad en 10 MW con poco incremento de energía, y la ampliación de la central Zongo de 4 MW a 10 MW, sin adicionar energía.

- La central termoeléctrica de Bulu Bulu (88 MW), de alta eficiencia, se instaló junto a otra central de eficiencia media (Carrasco, de 104 MW) en un punto desde el cual no era posible evacuar la potencia de ambas centrales. A consecuencia de ello, estas empresas declararon precios de energía procurando ser asignadas con potencia firme. Como resultado, el mercado no pudo aprovechar la oferta total de ese nodo por algunos años y se sancionaron

costos marginales de energía irreales (hasta 4 US\$/MWh).

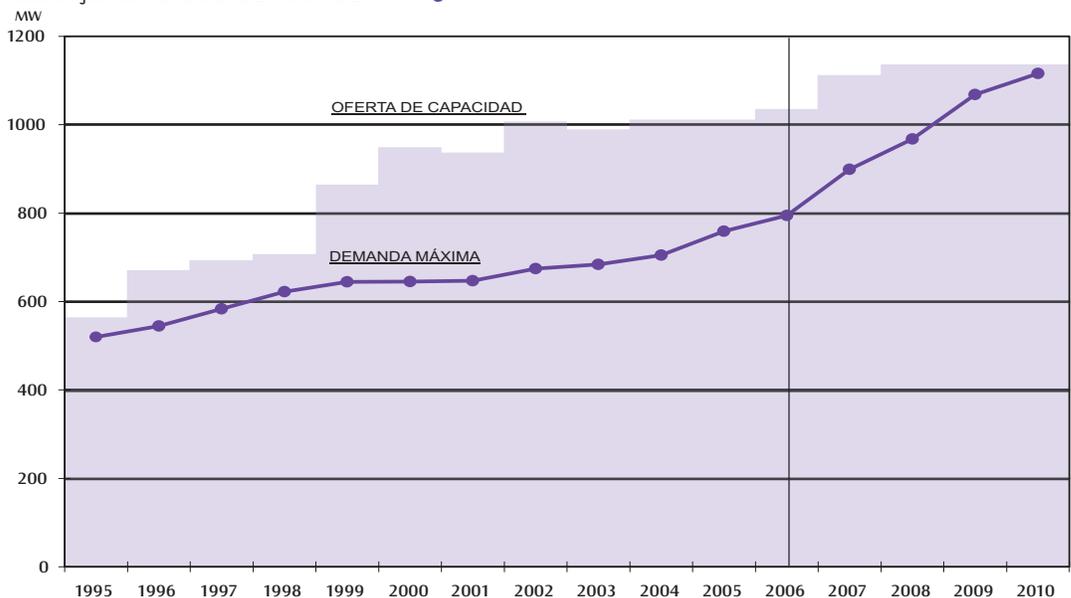
Los dos aspectos señalados anteriormente han sido determinantes en las acciones del sistema eléctrico en los últimos cinco años, ya que crearon una falsa señal de precios y una falsa oferta de generación.

Por otra parte, por la insuficiencia de parámetros técnicos mínimos oficiales, las nuevas unidades generadoras fueron instaladas según los criterios de las empresas. Actualmente se observan unidades sin arranque negro, o sin equipos estabilizadores PSS, o generadores con constantes de inercia bajas, etc., que en general afectan la confiabilidad de todo el sistema.

Los proyectos de generación en curso durante 2006 son:

- Una turbina de gas con capacidad efectiva de 59,2 MW, la cual está siendo instalada por EGSA en Santa Cruz y que iniciará su operación comercial a principios de 2007.
- Una turbina de vapor con capacidad efectiva de 16 MW, que será instalada por el Ingenio Azucarero Guabirá e iniciará su operación comercial a mediados de 2007; esta central se ampliará el año 2008 con una segunda unidad de 25 MW.

Gráfica 4. Evolución de la oferta de capacidad de generación.



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.



4.3. Desarrollo de la transmisión

Inicialmente, la expansión de la transmisión ha sido bastante dificultosa, debido a temas regulatorios y a procesos de licitaciones. Luego de concluir el proyecto de elevación de tensión de la línea San José - Vinto, de 115 kV a 230 kV, a fines de 1997, el sistema de transmisión prácticamente no se expandió hasta 2005, año en que la red de 230 kV fue incrementada de 535 km a 1.322 km (Gráfica 5).

Al igual que en el caso de la generación, ante la insuficiencia de parámetros técnicos oficiales, algunos proyectos ejecutados no incluyen elementos importantes, o éstos son limitados: líneas sin reactor de neutro, diferentes niveles de aislamiento en una misma subestación, limitaciones en cambiadores de 'taps', sistemas de teleprotección diferentes en líneas contiguas, etc., que podrían afectar la confiabilidad del sistema.

Los proyectos en curso en el año 2006 son:

- La Empresa San Cristóbal - Tesa está construyendo la línea Punutuma - San Cristóbal, de 230 kV y 172 km. Este proyecto iniciará su operación comercial el presente año.

- La TDE está construyendo la línea Carrasco - Santiváñez, de 230 kV y 226 km; este proyecto iniciará su operación comercial en julio de 2007.

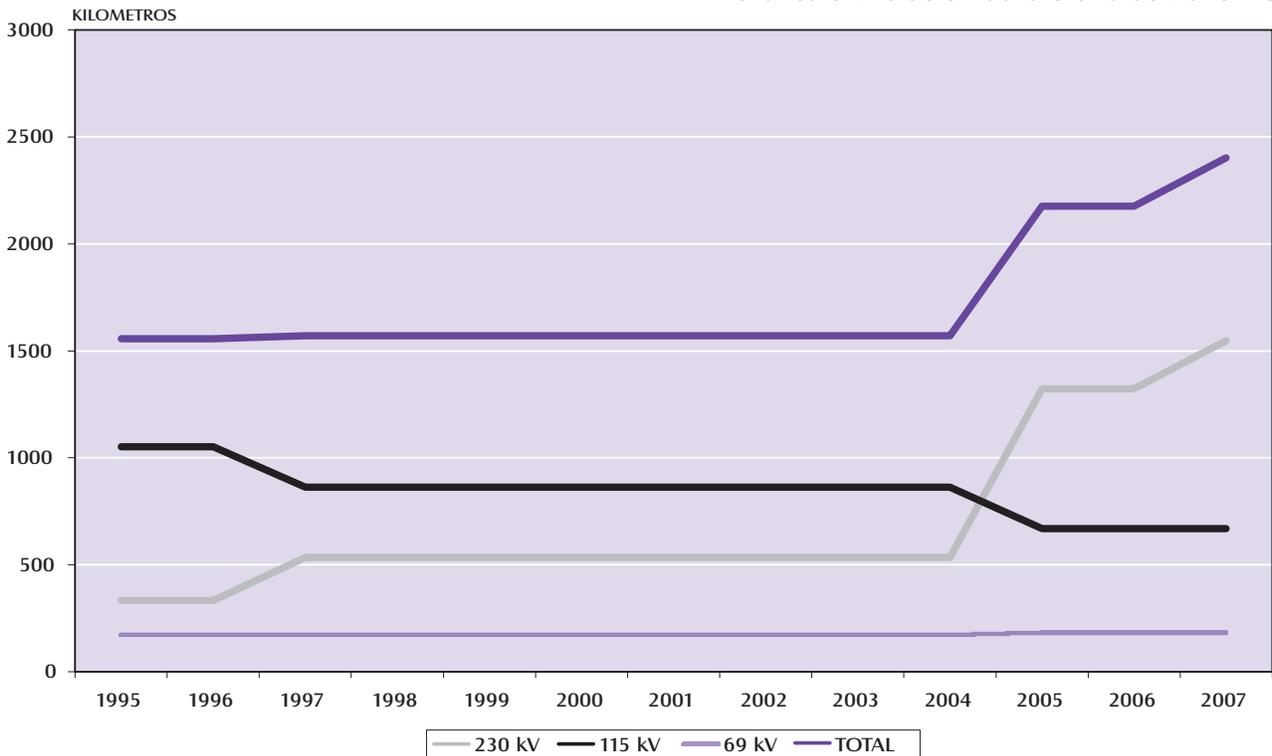
- La Superintendencia de Electricidad está licitando la línea Punutuma - Tarija, de 230 kV y 249 Km; se estima que esta línea podría operar en el año 2009.

- ENDE está licitando la línea Caranavi - Trinidad, de 115 kV y 374 km. Se calcula que esta línea podría operar en el año 2009.

- Otros proyectos en fase de estudio son: línea Santiváñez - La Cumbre, 313 km, 230 kV, para el año 2009 (si no se amplía la generación en La Paz), y el cambio de tensión de la línea Potosí - Telamayu de 69 a 115 kV, el año 2009.



Gráfica 5 Evolución de la oferta de transmisión



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

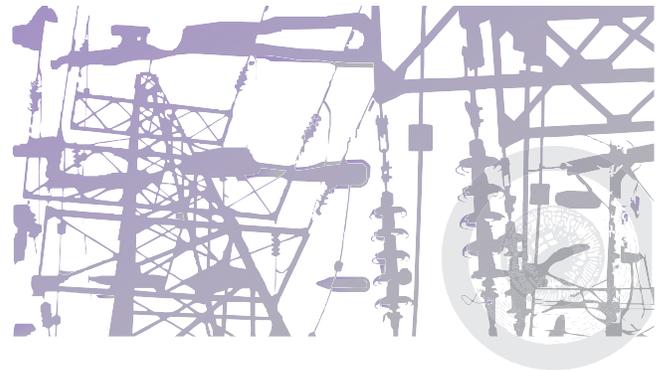


4.4. Precios de la energía y Fondo de Estabilización

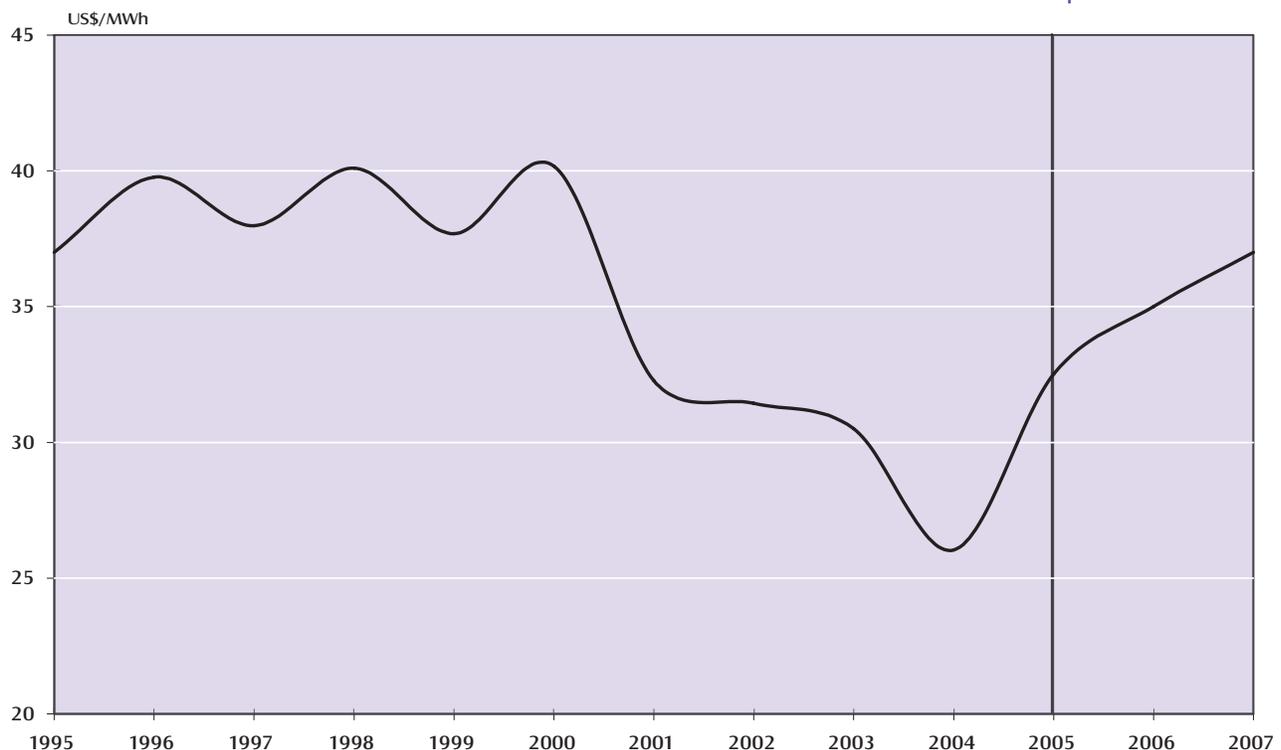
Los precios de la energía son determinados sobre la base de los precios del gas declarados por los generadores (entre 0,41 US\$/MPC y 1,30 US\$/MPC) y la eficiencia de las unidades generadores termoeléctricas. Los precios por potencia se determinan sobre la base de los costos de inversión de una turbina de gas de ciclo abierto y tamaño adecuado al sistema. Los precios por transmisión remunerar el costo de la inversión y de la operación respectiva.

Los precios totales en alta tensión (generación y transmisión) han evolucionado por efecto de las declaraciones

de los agentes generadores. De un máximo de 40 US\$/MWh en 2000, los precios disminuyeron a 26 US\$/MWh el año 2004. A partir de ese año se observa un crecimiento hasta 35 US\$/MWh en el año 2006 (Gráfica 6).



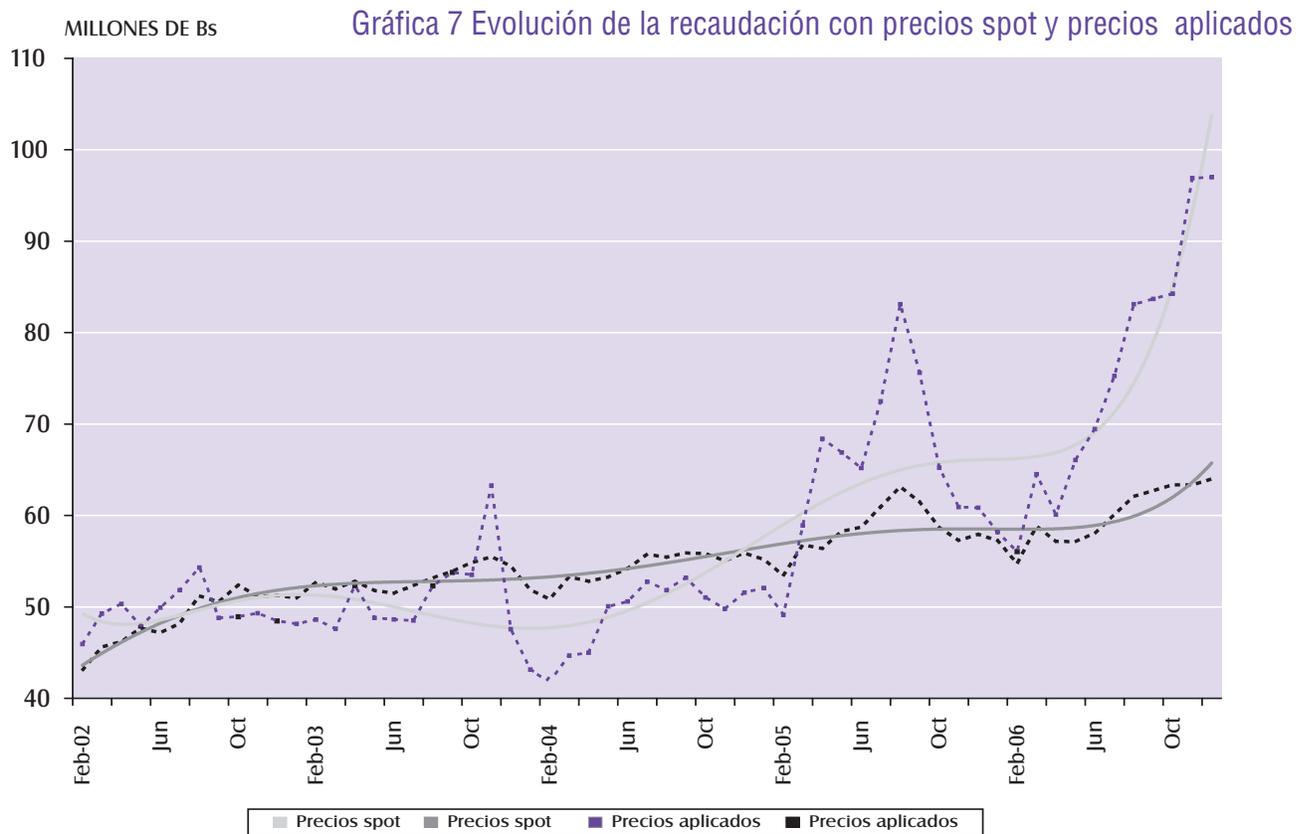
Gráfica 6 Evolución de los precios monómicos



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

En el año 2002 se estableció el "Precio de Aplicación" que es el precio que los agentes aplican en sus transacciones y que son diferentes de los precios resultantes de la operación real del sistema; la diferencia entre ambos precios originó el "Fondo de Estabilización". En julio de 2006, el precio 'spot' era de 35 US\$/MWh, mientras que el precio de aplicación fue de 28 US\$/MWh.

Este fondo, que en un principio era positivo, hoy es negativo (Gráfica 7). En julio de 2006, el mercado minorista adeudaba al mayorista 50 Millones de Bs. Este monto podría ascender hasta fines de 2006 a más de 140 millones de Bs, debido al incremento en los precios de lista de las turbinas de gas.



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

En el sistema tarifario vigente se observa lo siguiente:

- Los precios de la energía se basan en declaraciones de los agentes y no en costos reales, por lo tanto son muy variables y no dan seguridad, ni a los generadores ni a los consumidores.
- Los precios de potencia no permiten instalar turbinas donde, por efecto de la altura, se pierde capacidad efectiva. Con la actual reglamentación sólo podría instalarse potencia en Santa Cruz o Carrasco.
- La remuneración a los generadores, basada en la potencia firme, incentiva aumentos de potencia pero no de energía. Por otra parte, remunera potencias que el consumidor no recibe efectivamente.

4.5. Contratos de compra venta de energía

El sistema de precios parte del principio de que los distribuidores (98% de la demanda) solamente pueden trasladar a sus consumidores el precio por nodo aprobado (que es el valor esperado de un año), y de que

deben abastecerse de energía mediante contratos con generadores de por lo menos el 85% de la demanda.

Esta lógica no ha funcionado en la práctica por el hecho de que los generadores optaron por operar con precios 'spot' (que por diversas razones eran sistemáticamente superiores al precio de nodo). Por consiguiente, no suscribieron contratos que garantizaran a los distribuidores el suministro a mediano o largo plazo.

Para resolver la brecha entre el precio 'spot' y el de nodo, en la distribución se aplicaron factores de ajuste que permitían al distribuidor trasladar el precio 'spot' a sus consumidores. Por ello, los distribuidores tomaron un rol muy pasivo en la relación oferta demanda del mercado.

Por lo tanto, el suministro de energía a los distribuidores se realiza solamente en el mercado 'spot' y por consiguiente sin ninguna garantía de abastecimiento. El principal efecto de esta situación es que hay incertidumbre respecto a la cobertura de la demanda en los



próximos años, ya que ello sólo depende de la voluntad de los generadores para instalar nuevas unidades, la cual a su vez depende de las expectativas económicas en el mercado y de otros factores ajenos al sector, tales como la situación política y el riesgo país.

4.6 Confiabilidad del servicio

Para una operación confiable (con instalaciones suficientes para enfrentar contingencias sin afectar al suministro), se han establecido condiciones mínimas de desempeño que se aplican en la operación del sistema.

En general, desde 1996 hasta el presente el sistema viene operando en condiciones de confiabilidad estable-

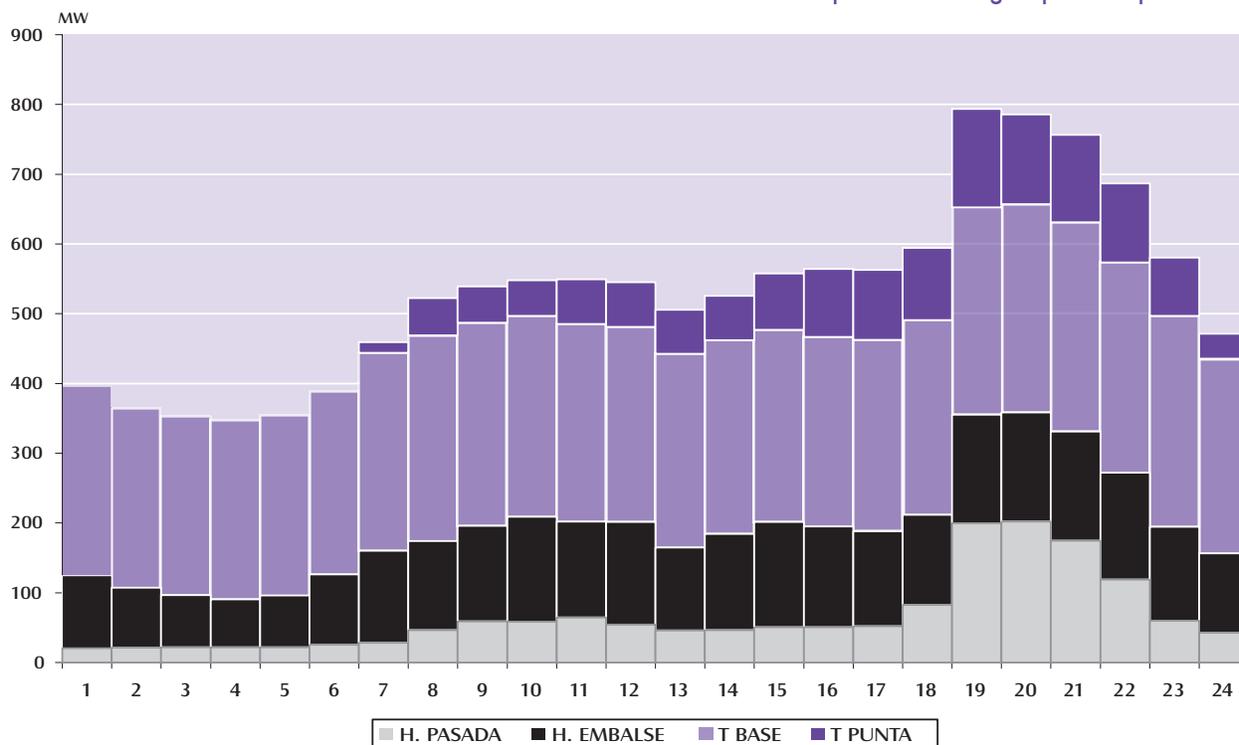
cidas. La energía no servida en los últimos tres años fue de 0,7 GWh/año frente a 4.200 GWh/año servidos.

No obstante, la confiabilidad viene desmejorando gradualmente por lo señalado acerca de las ampliaciones realizadas y por la reducción de la reserva operativa en períodos en los que no se amplía la capacidad.

5. SITUACIÓN ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

Para mostrar el estado actual del abastecimiento de energía en el sistema interconectado, se presenta el despacho de carga realizado el día 3 de agosto de 2006, como ejemplo del despacho de carga en época seca.

Gráfica 8 Despacho de carga típico en periodo seco



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

El despacho de carga consiste en lo siguiente:

- En primer lugar se despacha toda la energía generable en centrales hidroeléctricas de pasada (sin embalses): sistemas Zongo, Taquesí, Yura y otras menores.
- A continuación se despacha la energía hidroeléctrica de centrales con embalse: Corani y Miguillas.
- El resto de la energía demandada se cubre con generación termoeléctrica en orden de costo unitario: centrales Carrasco, Bulu Bulu, Guaracachi (térmicas de base) y Valle Hermoso, Kenko, Aranjuez y Karachipampa (térmicas de punta o pico).



En el ejemplo señalado se registraron los siguientes eventos:

- Una baja producción hidroeléctrica en las centrales de pasada Zongo y Taquesi (esta última operó solo 3 a 4 horas en el período de pico).
- La no disponibilidad de una turbina de gas de 45 MW (unidad 2 de la central Bulu Bulu).
- Flujos de carga altos por líneas de transmisión del área oriental a la central y de ésta al área norte (87% entre Vinto y La Paz, 93% entre San José y V. Hermoso).
- El suministro no confiable a La Paz, por baja generación local y una sola línea de transmisión que la conecta al SIN.

En ese día, el balance de potencia a la hora de máxima potencia demandada muestra en general el equilibrio entre la oferta y la demanda, pero la no disponibilidad de la unidad dos de Bulu Bulu, redujo el margen de reserva de generación a niveles por debajo de los parámetros de desempeño mínimo.

6. RESULTADOS ALCANZADOS

En general, en el desarrollo del sistema durante los últimos diez años se desatacan los siguientes resultados:

a) Aspectos positivos

- El sistema ha sido capaz de suministrar la energía demandada por los consumidores en forma permanente, y en las condiciones de confiabilidad establecidas.
- En gran manera se ha optimizado el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.
- Las transacciones económicas en el mercado han operado normalmente, pese a la falta de contratos de compra venta entre productores y consumidores.

b) Aspectos negativos

- La competencia en generación trajo dificultades a los generadores y determinó precios artificialmente bajos.
- La expansión de la generación hidroeléctrica se ha dirigido a aumentar potencia y no energía.
- El sistema de precios no posibilita contratos de abastecimiento a mediano y largo plazo.

- La remuneración basada en la potencia firme tiene poca relación con la oferta real de potencia.
- La brecha entre los precios reales y los aplicados es creciente.

7. PERSPECTIVAS A MEDIANO PLAZO

En el presente año aún se registra un equilibrio entre la oferta y demanda de energía, que permite suministrar energía en condiciones de confiabilidad definidas y a costo mínimo. Sin embargo, el ingreso del complejo San Cristóbal (62 MW) en 2007, así como la integración de Tarija y Trinidad al SIN en 2009, determinarán un crecimiento muy importante de la demanda en los próximos cuatro años, esperándose un crecimiento de 9% anual frente a menos del 5% histórico.

Frente a esa demanda, las únicas adiciones de capacidad en curso son 75 MW en 2007 y 25 MW en 2009. Adicionalmente, en julio de 2007 se pondrá en operación la línea de 230 kV Carrasco - Santiváñez. Estos proyectos serán insuficientes para un abastecimiento confiable el próximo año y los siguientes, siendo necesaria la adición de unos 300 MW adicionales hasta el año 2010.

Dada la ausencia de proyectos hidroeléctricos, es indudable que en los próximos años el parque generador deberá ampliarse con nuevas turbinas de gas. Un ejercicio de planificación centralizada sobre las necesidades de expansión de la generación y la transmisión hasta el año 2010, con las premisas de que el gas natural estará disponible en los principales nodos eléctricos y que su precio será único en todo el sistema, muestra que la expansión óptima hasta el año 2010 consiste en instalar nuevas turbinas de gas en La Paz, Cochabamba, Sucre, Santa Cruz y Tarija (Cuadro 1).

Actualmente, la disponibilidad de gas es irrestricta en el oriente del país (Carrasco y Santa Cruz), mas no así en el centro y occidente, debido a limitaciones en la capacidad de los gasoductos existentes. Por ello, la expansión óptima para el sector eléctrico requiere a su vez de nuevos gasoductos.

Otro aspecto, no menos importante, es que bajo la actual normativa las nuevas turbinas solo podrían



instalarse en Carrasco o Santa Cruz, ya que en el centro y occidente del país un generador perdería potencia por efecto de la altura, lo que actualmente no se reconoce en el precio por kW.

El desarrollo de la transmisión será también importante en los próximos años, especialmente para incorporar a Tarija y Trinidad, así como para reforzar el Sistema Troncal de Interconexión (STI), según donde se instalen las nuevas turbinas.

En resumen, existe gran incertidumbre acerca del cubrimiento de la demanda en el mediano plazo. La insuficiencia tarifaria cada vez mayor, el nivel del riesgo país y otros factores están desalentando a las empresas generadoras de invertir en la expansión. Por otro lado, se cuestiona la capacidad de autorregulación del mercado para hacer viable la expansión de los sistemas eléctricos, y el Gobierno está preocupado por garantizar el abastecimiento de energía.

8. CONCLUSIONES

El modelo de administración del mercado eléctrico mayorista aplicado en Bolivia es muy similar al de otros países de Latinoamérica. El principal objetivo, que es el de cubrir la demanda en condiciones de confiabilidad y a costo mínimo, ha sido alcanzado satisfactoriamente; empero, varios aspectos del modelo no parecen ser los más apropiados para el adecuado desarrollo del sistema a mediano plazo. Algunos aspectos que llevan a plantear estas dudas son los siguientes:

a. La oferta de generación, que se ha expandido según las señales del mercado y la normativa vigente (en especial el concepto de potencia firme), muestra como resultados un parque generador desajustado con la demanda y una oferta suficiente sólo en apariencia.

b. La demanda tiene una actuación mínima en el mercado porque, por fallas en el sistema tarifario, no existen contratos entre generadores y distribuidores, y éstos solo traspasan al consumidor final el precio 'spot'. Ello determina una inseguridad en el suministro a mediano y largo plazo.

c. Las declaraciones de precios de los generadores sin considerar los costos reales, han llevado a determinar

costos marginales irreales, muy bajos en varios años, distorsionando la señal económica a mediano plazo.

Bibliografía

- Comité Nacional de Despacho de Carga. En: www.cndc.bo

Octubre de 2006

Jorge Cordero Z.





¿Por que no marchaba el MIBEL?

Mario García Molina

Profesor Asociado, Escuela de Economía, Universidad Nacional de Colombia. Profesor investigador Universidad Externado de Colombia

Francisca Salinas Esteban

Master en Economía, Politóloga.
Consultora independiente.

Fecha de recepción: 16 de Febrero 2007
Fecha de aceptación: 9 de Marzo de 2007

Resumen

La Unión Europea busca crear un mercado único de energía eléctrica y al respecto existen procesos subregionales que persiguen construir mercados eléctricos comunes, como el ibérico. El Mercado Ibérico de Electricidad, MIBEL, constituido por España y Portugal, ha debido comenzar a funcionar en enero de 2003, pero a marzo de 2006 no había entrado en marcha por diferentes razones, y en marzo de 2007 entró a funcionar parcialmente. Este trabajo presenta la industria y los sistemas eléctricos de cada país, la experiencia de la construcción del MIBEL, y señala los obstáculos para la creación de instituciones supranacionales, así como las asimetrías estructurales de tamaño y grado de liberalización.

Palabras claves

integración asimétrica, integración eléctrica, MIBEL, Unión Europea.

Abstract

The European Union is seeking to create a single electrical energy market and, related to this matter, there exist some subregional processes pursuing the conformation of common markets for electrical power, such as the Iberian one. The Iberian Market of Electricity, MIBEL, constituted by Spain and Portugal, should had started in January, 2003, but as of March 2006 it had not done so, due to diverse reasons. In March 2007 it began working partially. This work presents the electrical industry and systems of these countries, and the experience of the construction of MIBEL. It also indicates the obstacles to the creation of supranational institutions, and the structural asymmetries of size and degree of liberalization.

Keywords

asymmetric integration, power integration, MIBEL, European Union.

JEL: F02, F23, N74, Q4, Q48



1. INTRODUCCIÓN

Los procesos de integración eléctrica se distinguen de otros procesos de integración comercial, porque el sector eléctrico: necesita para su funcionamiento un operador técnico del sistema y, donde existe el mercado, un operador de mercado (CNE y ERSE 2002b), que ajusten coordinadamente la oferta y la demanda, para que estas sean iguales segundo a segundo; opera a través de una red; es estratégicamente importante para el desarrollo (Martínez et al. 2003), y tiene efectos importantes sobre el medio ambiente, vía la obtención y el uso de la energía.

Los procesos de integración eléctrica existentes no sólo interconectan físicamente, sino que también armonizan las normas sobre el sector en los diferentes países y crean instituciones supranacionales. A raíz de la legislación del Mercado Único Europeo de Electricidad, en dicho continente se han desarrollado procesos particulares al respecto, de los cuales hay algunos más avanzados, tales como la integración del mercado Nórdico de Electricidad, Nord Pool (Jamassb et al. 2004), y otros procesos de integración en etapas intermedias, como el de la región ibérica, el Mercado Ibérico de Electricidad, MIBEL (CNE ERSE 2002a).

La región ibérica (España y Portugal) comenzó el proceso de integración eléctrica en 1998, cuando las dos administraciones nacionales entraron en conversaciones y firmaron el memorando de acuerdo para la cooperación en materia de energía eléctrica; posteriormente firmaron unos acuerdos para la constitución de un Mercado Común Ibérico de Electricidad, MIBEL. Hay que destacar que es una integración asimétrica, por cuanto el mercado eléctrico español cuadruplica al portugués.

La fecha de iniciación del MIBEL se fue postergando, ya que debió comenzar el 1º de enero de 2003, pero a noviembre de 2005 no se había puesto en funcionamiento; el acuerdo de Evora (11- 2005) estipuló nuevos plazos: marzo de 2006 para crear un informe sobre las propuestas de reglas de mercado de OMIP/OMI y presentar una propuesta conjunta de un mecanismo de gestión de las interconexiones, y el 1º de noviembre de 2006 para presentar una propuesta conjunta de un

mecanismo de garantía de potencia. En marzo de 2007, se firmó un acuerdo en Portugal con el cual se le da comienzo al MIBEL sin un operador único de mercado, el cual debe empezar a funcionar a mediados de 2008, como resultado de la fusión de los operadores de los dos países

Dado este retraso en la puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad surge una pregunta a resolver, que se constituye en el objetivo de este trabajo: ¿cuáles son las dificultades para integrar un mercado de energía eléctrica en donde existen asimetrías estructurales?

2. METODOLOGÍA

Para responder a la pregunta planteada, objeto de esta investigación, se formuló la siguiente hipótesis: en un proceso de integración del sector eléctrico con asimetrías estructurales en términos de tamaño, se presenta una contradicción entre la necesidad de crear instituciones supranacionales (operador de mercado y operador del sistema) y el temor del país más pequeño a perder control sobre el sector eléctrico, ya que, para la construcción de estas instituciones es necesario que los países cedan poder sobre el sector al organismo supranacional. Las características del sector refuerzan este hecho: la necesidad de operadores de sistema y de mercado, y la red eléctrica, crean la necesidad de un ente supranacional; mientras que el carácter estratégico del sector y el impacto ambiental desincentivan al país más pequeño a ceder su poder sobre el sector. En esta contradicción yace el principal obstáculo a la integración.

Como asimetría estructural se entienden las diferencias en las condiciones iniciales de los países, concretadas en superficie, población, producción, grado de apertura, o diferencias históricas, culturales e ideológicas (De Lombaerde 2002). Estas asimetrías desempeñan un papel determinante en el curso y en el resultado de la integración regional.

Para hacer evidentes las asimetrías y su papel, en las siguientes dos secciones se comparan los sistemas eléctricos de España y Portugal y su entorno institucional; posteriormente se describe el proceso de integración y la construcción de las instituciones necesarias para el funcio-



namiento del MIBEL, después se analizan las dificultades del proceso, y finalmente se presentan las conclusiones.

3. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sector comprende empresas privadas y mixtas, reguladas directamente por el Estado. La producción de energía depende de centrales hidroeléctricas, carbón, petróleo, gas, energía nuclear y se están promocionando fuentes renovables como energía eólica, de biomasa, fotovoltaica y otras energías amigables con el medio ambiente. En 2005 había 23,8 millones de consumidores.

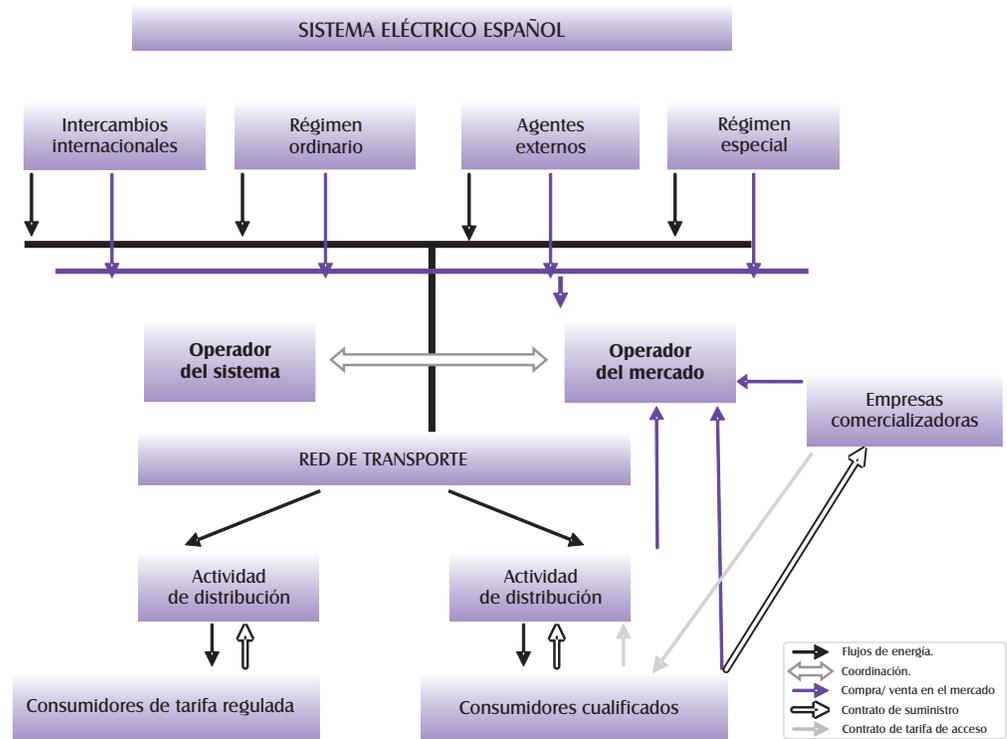
En los años 70 y comienzos de los 80, el sistema eléctrico español enfrentó varias crisis financieras ocasionadas por un ambicioso programa de inversión nuclear. Las presiones internas y externas ejercidas sobre la península por el desarme nuclear llevaron a parar los proyectos nucleares en España, entre ellos cinco plantas nucleares en construcción para la producción energética, lo cual tuvo un alto costo que repercutió en todo el sistema (Robinson 1991).

Dado que los problemas derivados de la década del 80 aún no se habían superado totalmente, a pesar de la formulación de la Ley 40 de 1994, y en búsqueda de una política energética acorde con las directrices de la Unión Europea, se promulgó en España la Ley 54 de 1997. Se dio así el marco legal para iniciar el funcionamiento de un mercado eléctrico liberalizado (CNE 2002).

Con la Ley 54 de 1997 se puso en marcha el mercado eléctrico, caracterizado por la liberalización de las actividades de producción y comercialización de energía

eléctrica y la regulación de las actividades destinadas al suministro, generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales de la energía eléctrica, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico (CNE 2002), esto se puede observar en el gráfico 1, que corresponde

Gráfico 1. El sistema eléctrico español



Fuente: CNE 2002

El régimen especial corresponde a energías renovables y cogeneración, incluyendo eólica, solar, de biomasa, mini hidráulica y generación a partir de residuos. Cuatro de las grandes empresas del sistema se encuentran integradas horizontalmente, mientras que las más pequeñas permanecen independientes; las mayores son: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico.

Endesa, la principal empresa eléctrica estatal, comenzó un proceso de privatización en 1988 a través de la primera oferta pública de venta de acciones de la compañía, por la cual el Estado redujo su participación en 75,6%; el proceso terminó diez años después, con la puesta en venta del 33% de las acciones que aún tenía (Endesa 2005).



Actualmente, estas empresas tienen presencia internacional en generación y comercialización de electricidad, por medio de la compra de acciones en compañías de electricidad de países de América Latina, África y Europa (Inglaterra, Portugal, Moldavia, Italia) además de España (Miranda 2002, Azagra 2002, Prieto 2002). Concretamente, en el mercado eléctrico portugués, Iberdrola posee acciones en EDP, la mayor empresa de Portugal, y Endesa, en Tejo Energía (Fierro 2005).

De las cuatro empresas mayores, de la única que se ha vendido un porcentaje considerable de acciones a países extranjeros ha sido Hidroeléctrica del Cantábrico, cuando en 2001, la portuguesa EDP adquirió el 40% de sus acciones, lo cual le proporcionó a la empresa lusa entrada al mercado español.

En el mercado de la producción se establecen la programación de las centrales y el precio de generación; la producción está en un régimen de libre competencia de ofertas (productores) y demandas (consumidores cualificados, distribuidores y comercializadores) (Ley 54 de 1997). Las transacciones de energía con otros países comunitarios se deben comunicar previamente al operador del sistema y deben ser autorizadas por el Ministerio de Industria.

Se cuenta con sendos operadores de mercado y de sistema. El operador de mercado (OMEL, "Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español Sociedad Anónima") ejerce sus funciones bajo seguimiento y control del Comité de Agentes del Mercado. La ley establece que la suma de la participación directa e indirecta de cualquier accionista en el capital de esta sociedad no puede superar el 5%.

El operador del sistema es la empresa "Red Eléctrica Sociedad Anónima", cuyo control accionario está en manos de la sociedad estatal de participaciones industriales, 28,5% y, en menor medida, en las de las compañías eléctricas Grupo Endesa, 3%, Unión FENOSA, 3% e Hidroeléctrica del Cantábrico, 3% (Informe anual del Gobierno Cooperativo 2004 RED). El grado de concentración de este mercado es alto (ver Cuadro 1); para el año 2004, Endesa era la empresa que tenía el mayor porcentaje

en el mercado de generación, con 53%, seguida de Iberdrola, con 32 % del mercado.

Cuadro 1. Generación eléctrica por compañía en España.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENDESA (GWh)			
	2004	2003	% var.
	10.309	11.566	10,9
Nuclear	27.529	27.693	0,01
Carbón	40.463	38.595	4,8
Fuel óleo-gas	11.314	11.008	2,7
Ciclos combinados	6.029	3.457	74
Total peninsular	82.494	79.958	3,2
Extrapeninsular	13.150	12.390	6,1
Total de producción neta	97.416	93.871	3,3

Fuente: Endesa 2005

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR IBERDROLA (GWh)			
	2004	2003	% Var
Producción bruta	61.044	59.799	2,1
Ciclos combinados de gas	8.811	4.565	92,8
Hidráulica	14.626	20.860	29,9
Nuclear	27.580	25.874	6,6
Térmica de fuel-gas	2.528	2.437	3,7
Térmica de carbón	7.499	6.058	23,8
Consumo auxiliar de generación	2.119	1.938	9,8
Producción neta	58.925	57.856	1,8

Fuente: Iberdrola 2005

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, UNIÓN FENOSA (GWh)		
	Producción	
	2004*	2003
Hidráulica	2.753	4.300
Nuclear	5.702	5.788
Lignito	4.138	3.585
Hulla + antracita	9.167	9.936
Fuel óleo + gas	906	1.069
Total régimen ordinario	23.705	24.678
Régimen especial	742	1.382
Total producción bruta	24.447	26.060
Total producción neta	23.706	23.460

Entrada de generación de ciclos combinados= 1039 Gwh

Fuente: Unión Fenosa 2005, 2007



GENERACIÓN ELÉCTRICA POR HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO 2004 (GWh)	
Hidroeléctrica	427
Térmica de carbón	1574
Térmica de ciclo combinado	400
Nuclear	165
TOTAL	2566

Fuente: Hidroeléctrica del Cantábrico

4. EL SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÉS

El sistema eléctrico portugués desde su iniciación en 1878, cuando fue instalada la energía eléctrica en Lisboa, ha estado regulado por el Estado o nacionalizado. En 1975 se nacionalizó el sector eléctrico con régimen de servicio público, lo mismo que las actividades de producción, transporte y distribución de la energía eléctrica. Sólo hasta 1995 comenzó un lento proceso de liberalización del sector, marcado por la venta de las acciones del Estado en la empresa Electricidade de Portugal (EDP), y la aplicación del principio de libertad de acceso a las actividades de producción y distribución de energía eléctrica (ERSE 2004).

Adicionalmente, en 1995, con la expedición de una serie de normas y la aplicación de los principios de la Directiva 96/92/CE del 19 de diciembre, se establecieron las reglas para la creación del mercado interno de electricidad, como un sistema eléctrico nacional basado en la coexistencia del Sistema Eléctrico de Servicio Público (SEP) y el Sistema Eléctrico no Vinculado (SENV).

Simultáneamente se consagra la regulación del sector eléctrico a través de la creación de una entidad administrativa independiente, ERSE (Entidad Reguladora de Servicios Energéticos). Con la publicación de dos Decretos Leyes, 184/2003 y 185/2003, se continúa con el proceso de liberalización global

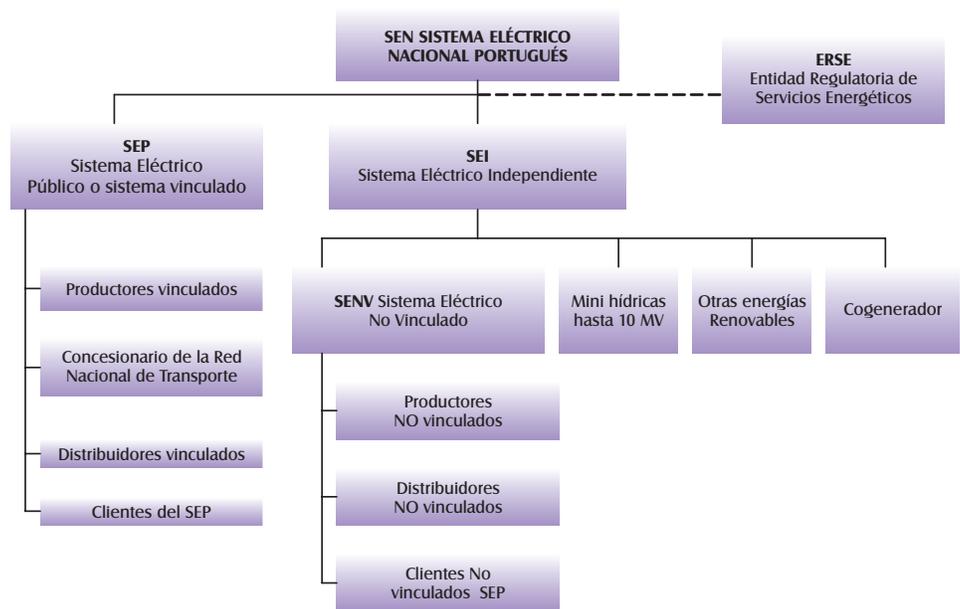
del sector eléctrico, y por la misma época se inicia el proceso para la conformación del Mercado Ibérico de Electricidad (ERSE 2004).

Actualmente la producción de energía se realiza en centrales hidroeléctricas, termoeléctricas de carbón, petróleo, gas y eólicas. A diferencia del parque de producción español, Portugal no genera con energía nuclear.

A partir de la formulación del Decreto Ley 182 de 1995, el sector eléctrico portugués se organizó con la coexistencia de dos sistemas: el Sistema Eléctrico Público o sistema vinculado (SEP) y el Sistema Independiente (SEI) (ver gráfico 2).

El sistema vinculado (SEP) funciona con obligaciones de servicio público, garantía de suministro y provee electricidad a consumidores no elegibles. Este sistema se encuentra constituido por la red de transporte nacional, explotada mediante un régimen de concesión de servicio público por la empresa Red Eléctrica Nacional (REN), por los productores vinculados, y por las redes de distribución vinculadas, explotadas mediante un régimen de licencias (CNE 2002).

Gráfico 2. El sistema eléctrico portugués



Fuente: REN 2004



El Sistema Independiente (SEI) está compuesto por el Sistema No Vinculado (SENV) y los productores en régimen especial (cogeneradores y renovables) que entregan su energía a las redes del sistema público. El sistema no vinculado se configura en un mercado de contratos bilaterales entre clientes y productores directamente, o bien mediante la realización de ofertas compra y venta de energía a la REN. (CNE 2002.)

Es importante destacar que el sistema portugués, a diferencia del español, no cuenta con un operador de mercado ni con un operador de sistema que sean independientes y claramente formados, lo que indica un grado menor de liberalización.

El funcionamiento del mercado de producción en el sistema público portugués se organiza con base en un modelo de contratos a largo plazo entre los productores y la REN. Los productores están obligados a vender a la REN la energía que generan y a suministrar los servicios complementarios de regulación (CNE 2002). En este mercado actúan tres compañías: Electricidade de Portugal (EDP), Turbo Gas y Tejo Energía.

Antes de iniciar el proceso de liberalización del sistema eléctrico portugués, EPD era una empresa del Estado. A finales de 1999 la participación pública en EDP era de menos de 51%, y en 2001 la participación estatal continuó disminuyendo, hasta llegar a constituir aproximadamente un 30% de las acciones.

Al igual que el español, el mercado de producción portugués se encuentra altamente concentrado. El sistema vinculado genera el 90% de la electricidad del país y en este sistema, para el año 2000 EDP controlaba el 65%, mientras que el 15% era de Turbotas y el 11% de Tejo Energía.

Adicionalmente, el sistema independiente se estructura como un mercado de contratos bilaterales entre los productores y los consumidores cualificados. Las transacciones internacionales de agentes de otros países en Portugal, se realizan mediante la formalización de un

contrato bilateral de compra o venta de energía a un sujeto del sistema no vinculado, o mediante ofertas a la REN.

La Red Eléctrica Nacional desempeña un papel clave en el sector eléctrico portugués por las diversas funciones que tiene asignadas: es a la vez el único transportador, operador del sistema, y comprador del sistema público, el gestor de ofertas en el sistema no vinculado y el agente externo autorizado en España, desde 1999, para realizar ofertas de compra y venta en el mercado. La REN es una empresa pública de la cual el Estado tiene 70% de las acciones, mientras que el 30% restante pertenece a EDP.

5. LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA IBÉRICA: PROCESO Y DIFICULTADES

La Unión Europea se desarrolló a partir de la Comunidad Europea para el Carbón y el Acero y la Comunidad Europea de Energía Atómica, a pesar de este hecho la integración europea en materia de electricidad ha sido un proceso lento y de difícil consolidación, "históricamente la Comunidad Europea ha sido notoriamente débil con respecto a su dominio sobre los desarrollos del sector energético." (Lutz 2001, 10) y la política energética europea ha progresado muy vacilante. "hay acuerdo general que la política energética debe considerarse como una de las faltas principales de la comunidad" " (Padgett en Schmidt 1996, 18).

Hacia 1988, la Comisión Europea decidió extender su iniciativa de libre mercado hacia el sector de la energía y consideró necesario clarificar las normas de la competencia en los sectores de gas y de electricidad (Lutz 2001), proceso que culminó, una década después, con la adopción de las directivas para mercados de electricidad (diciembre de 1996) y gas (junio de 1998). Aunque existen estas directivas, los "reguladores carecen a menudo de la información crítica para actuar" (Newbery 2002).

Las transformaciones de este mercado con respecto a la liberación, regulación e integración, reflejan la dicotomía entre intergubernamentalismo y supranacionalismo, donde el primero propendía más por una armonización



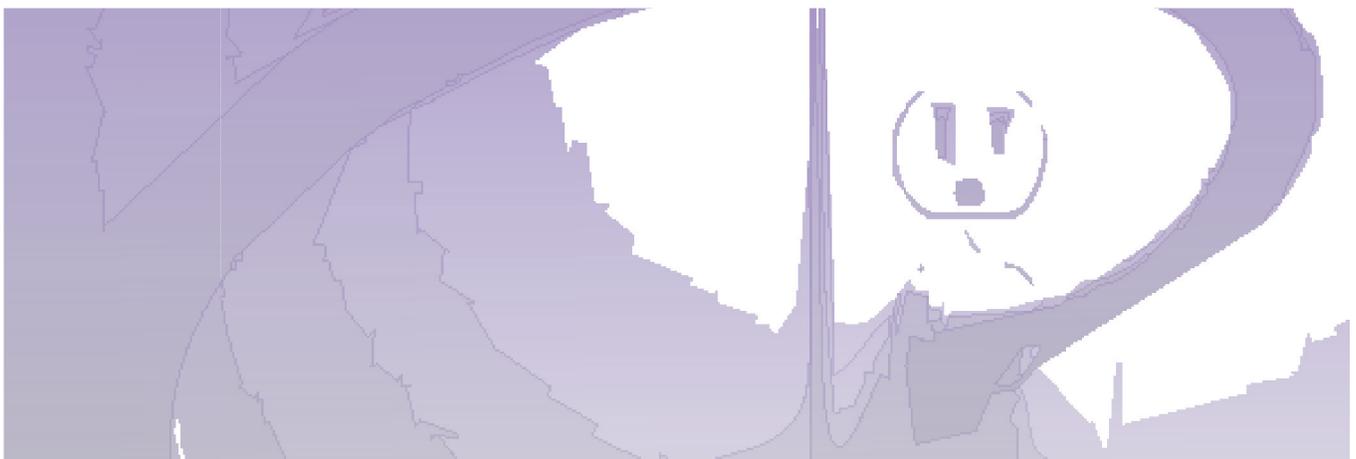
reguladora fuerte y el segundo por una liberalización del mercado (Schmidt 1996).

Frente a la integración eléctrica se ha planteado que para 2007 la industria sea efectivamente operada como un sistema único de interconexión que abarcaría de los Urales al Atlántico y del Ártico al Mediterráneo (Bower 2004, Neuhoff et al. 2004). El proceso ha tenido diferentes velocidades según la región: actualmente hay integración en la región nórdica, y se han iniciado procesos en la adriática y la ibérica.

El proceso ibérico, MIBEL, arranca en 1998 (Chislette 2004); no se trata aquí de interconexión física, sino de un proceso de integración, con armonización de la legislación y la creación de organismos supranacionales para el funcionamiento del sistema, enmarcado en el contexto europeo de integración energética. Antes de firmar el compromiso integracional, ambos países tuvieron que hacer reformas internas para que los dos, que tenían sistemas eléctricos independientes antes de 1998 —con organización y legislaciones diferentes— siguieran los lineamientos de la Unión Europea.

El objetivo del Mercado Ibérico de Electricidad es buscar un mayor desarrollo sostenible, eficacia y calidad del servicio eléctrico, mayor competitividad y reducción de precios, con beneficios para los consumidores de los dos países. (Convenio MIBEL 2004).

Durban (2005), miembro de la Comisión Nacional de Energía de España, reseña las etapas en el siguiente cuadro:





Cuadro 2. Etapas y principales puntos de la creación del MIBEL

ETAPA	FECHA	PRINCIPALES PUNTOS
"Memorando de acuerdo para la cooperación en materia de energía eléctrica e inicio de conversaciones entre las administraciones portuguesa y española".	29 de julio de 1998	Eliminación de obstáculos para el inicio de intercambios entre España y Portugal. Participación de REN como agente externo en España. Apertura del mercado portugués a compañías eléctricas españolas. Coordinación entre los gestores de las redes, marzo de 1999. Las propuestas no son implantadas.
"Protocolo de colaboración entre las administraciones española y portuguesa para la creación del mercado Ibérico de electricidad".	14 de noviembre de 2001	Acuerdo para la creación del mercado ibérico con entrada en vigor el 1º de enero de 2003. Avance para la construcción del mercado interior de la electricidad en la UE. Se establecen las etapas y procedimientos para la convergencia de los sistemas eléctricos. Aspectos contenidos en el Protocolo de Colaboración: <ul style="list-style-type: none"> • Incremento de las interconexiones transfronterizas, con capacidad de interconexión de por lo menos el 10% de la capacidad de producción instalada, en 2005. • Creación de un Operador del Mercado Ibérico (OMI) imparcial, con capital abierto a las empresas de ambos países. • Coordinación entre operadores del sistema para la planificación y expansión del transporte. Separación jurídica entre transporte, distribución, comercialización y producción. • Identificación y eliminación de potenciales barreras legislativas y administrativas. • Presentación por los reguladores de un modelo de organización del MIBEL antes del 31 de marzo de 2002.
"Modelo de organización del Mercado Ibérico de Electricidad".	30 de marzo de 2002	Igualdad de condiciones para el mercado organizado y la contratación bilateral. Transparencia del MIBEL y liquidez del mercado organizado. Igualdad de oportunidades para los consumidores: niveles de elegibilidad equivalentes en los dos países. Incentivar la inversión con un pago por "garantía de potencia" (pa-go por capacidad). Evitar que la recuperación de los "costes ociosos" constituya una distorsión del mercado. Garantizar la estabilidad y previsibilidad del MIBEL.
"Garantizar el inicio de su funcionamiento efectivo en 1º de enero de 2003."	1º de enero de 2003	Se establece la fecha de funcionamiento del MIBEL, para el primero de enero de 2003 La propiedad del Operador del Mercado Ibérico (OMI) <ul style="list-style-type: none"> • Mercado Spot (diario e intradiario): España. • Mercado a plazo: Portugal. Frente al operador del sistema los gobiernos de Portugal y España se comprometen a estudiar posibles formas de aproximación.
XIX Cumbre luso española en Figueira da Foz: memorando de entendimiento.	8 de noviembre de 2003	Fecha de inicio del funcionamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad, MIBEL: 20 de abril de 2004. Unicidad del Operador del Mercado Ibérico (OMI): se arranca con OMIP y OMIE y 1,5 ó 2 años después de que comience el funcionamiento integrado, se fusionarán y se constituirá el OMI. Propiedad del operador del mercado ibérico: antes de finales de 2003, OMIP y OMIE, intercambiarán participaciones por el 10% del capital de cada una. Se establecen como modelos de contratación de energía: el mercado "spot", mercado a plazo (por un plazo máximo de un año) y la contratación bilateral, (plazo mínimo de un año). Constitución de un Comité de Agentes de Mercado (CAM) como órgano consultivo y de supervisión del funcionamiento de la gestión económica del sistema. Creación de un comité de gestión técnica y económica del MIBEL, integrado por representantes de los operadores de los sistemas y de los mercados. Creación de un Consejo de Regulación del Mercado Ibérico de la Electricidad MIBEL. Este consejo estará integrado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) de España y la Entidad Reguladora del Sistema Eléctrico (ERSE).



Convenio internacional por el que se acuerda la constitución de un mercado ibérico de energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa	20 de enero de 2004	Fecha para funcionamiento del MIBEL: 20 de abril de 2004. Unicidad Operador del Mercado Ibérico (OMI): antes del 20 de abril de 2006. Propiedad del Operador del Mercado Ibérico: antes del 20 de abril de 2005, ningún accionista de las sociedades gestoras puede poseer más del 5% del capital de ninguno de los operadores del mercado. Los operadores del sector eléctrico en su conjunto no podrán poseer más del 40%. En el mismo plazo, ninguno de los operadores de los sistemas podrá tener participación en las sociedades gestoras.
Convenio de Santiago Convenio internacional relativo a constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica. La vigencia será de dos años	1º de octubre de 2004	Creación y desarrollo de un mercado de electricidad común a las partes. La normativa interna precisa para el funcionamiento del MIBEL, se desarrollará de forma coordinada. Fecha de funcionamiento: antes del 30 de junio de 2005. Unicidad Operador del Mercado Ibérico (OMI). Antes de dos años desde la entrada en funcionamiento del MIBEL, los operadores de mercado OMIP y OMIE se integrarán para constituir el OMI. Propiedad del operador: antes de un año desde la entrada en funcionamiento del MIBEL, las sociedades rectoras de los mercados se acomodarán para que ningún accionista posea más del 5% de su capital y ningún operador de sistema tenga una participación superior al 3% en las sociedades gestoras. Mercado organizado: 'spot' basado en OMEL. A plazo basado en el modelo a desarrollar por OMIP. Mecanismo de supervisión: Comisión Nacional de Energía (CNE), Entidad reguladora del sistema eléctrico (ERSE), La Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) de España y la Comisión del Mercado de valores inmobiliarios (CMVM) de Portugal. Mecanismo de regulación: el consejo de reguladores sigue la aplicación y desarrollo, coordina la actuación de sus miembros, emite informes coordinados sobre propuestas de reglamentación de funcionamiento. El Comité de Agentes de Mercado (CAM) elaborará mecanismo de Consulta. El comité de gestión técnica y económica del MIBEL elaborará mecanismo de gestión
Évora, Portugal. cambio de fecha de iniciación del MIBEL	19 de noviembre de 2005	Se posterga la entrada de funcionamiento del MIBEL para julio de 2006. Una vez entre en vigor el Acuerdo de Santiago, se creará inmediatamente el Consejo de Reguladores que presentará antes del 15 de marzo de 2006 una propuesta de reglas de mercado de OMIP/OMI y una propuesta de mecanismo de gestión. El 1 de noviembre de 2006 presentarán una propuesta de mecanismo de garantía de potencia.
Lisboa, Portugal. Firma de acuerdo de puesta en marcha del MIBEL	9 de marzo de 2007	Se da inicio al MIBEL pero en forma parcial, ya que aun no se crea el OMI, empezará a funcionar con los operadores de España OMIE y Portugal OMIP. El proceso para iniciar el modelo de gestión y organización de OMI deberá ser detallado y planificado en el tiempo conjuntamente por OMIP y OMIE antes del 31 de mayo, para ser concretado definitivamente antes de octubre de 2007. Adicionalmente, los gobiernos se comprometieron a aumentar la capacidad de las interconexiones, y el costo de esto lo asumirá Portugal.

Fuente: elaboración propia con base en Durban 2005, Ferro 2005, Mora 2007, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2007.

Cabe resaltar que la puesta en marcha se fue posponiendo sucesivamente desde 2003 hasta 2006. (Ferro 2005) debido a los obstáculos en la creación de las instituciones supranacionales, ya que sin éstas (los operadores supranacionales), y dadas las características del sector, no es posible que el MIBEL entre en funcionamiento. Esta dificultad se evidencia en los siguientes aspectos:

- Dificultad en la conformación de las instituciones supranacionales en los convenios.

A medida que se postergaba el comienzo del mercado se fueron especificando las instituciones supranacionales requeridas, los comités necesarios para el funcionamiento, y sus funciones. Por ejemplo, las



diferencias entre los convenios de enero y octubre de 2004 se referían concretamente al título concerniente a las funciones de las instituciones supranacionales como el operador del sistema, el consejo de reguladores y los comités de gestión técnica y económica, y de agentes de mercado.

- **Asimetrías estructurales: tamaño y grado de liberalización.**

Los sectores eléctricos español y portugués tienen claras diferencias y asimetrías estructurales tanto de tamaño como de grado de liberalización. La liberalización del sector en España es más profunda (data de 1997), mientras que es más incipiente en Portugal (se inició en 1998). El mercado eléctrico español cuadruplica al portugués (ver gráfico 3), España posee cuatro grandes empresas en la producción de energía: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico, mientras que Portugal sólo cuenta con una empresa, EDP. Otra diferencia, es el tamaño y la presencia accionaria a nivel internacional: las empresas españolas tienen presencia en cinco países europeos, dos africanos y nueve latinoamericanos, mientras la portuguesa tiene presencia, con pequeños porcentajes, en España y Nicaragua.

Esta asimetría de tamaño ha provocado temor en Portugal a la hora de entregar el poder sobre el sector estratégico de la energía, ante la idea de perder independencia ante España. En el llamado “manifiesto de los patriotas”, 40 importantes economistas y empresarios advirtieron en 2003 de los peligros de que “los centros de decisión” de Portugal (sus mayores empresas) se trasladasen al extranjero. El presidente de Portugal comentó que “sin centros de decisión no hay Nación” (Chislett 2004, 2).

El gobierno español reforzó esta situación al bloquear los derechos políticos de EDP en Hidrocantábrico (donde EDP tiene 40% de la empresa española) por cerca de dos años; así presionó al gobierno portugués a modificar el capital estatal de EDP. La restricción fue levantada a finales del 2005, quizá como concesión para la formación del mercado único (Millán 2005).

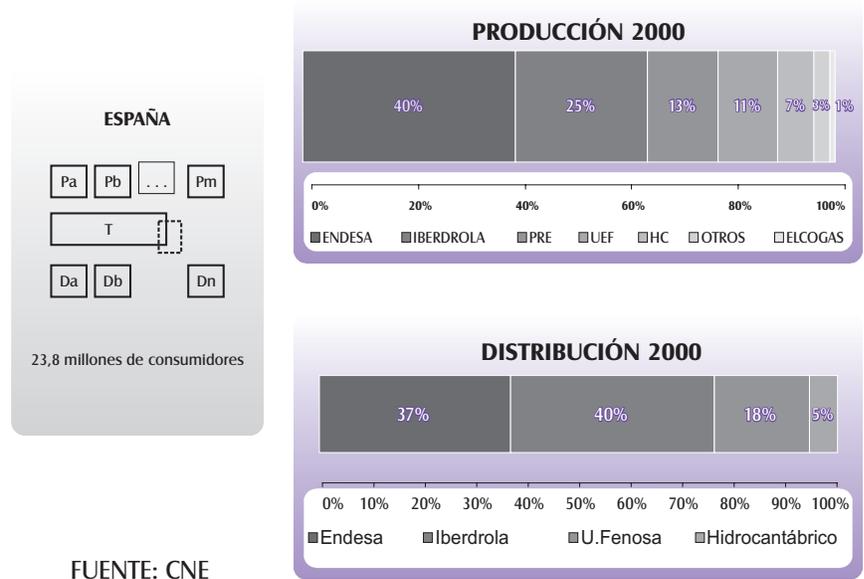
Hay tres tipos de problemas en torno a la liberalización: tiempo para la liberalización, concentración de poder y efectos sobre aspectos sociales. Por las diferencias temporales no ha existido coherencia en las condiciones de los agentes españoles y los portugueses. El gobierno Portugués se comprometió repetidamente a permitir a las pequeñas y medianas empresas la elección de su suministrador de energía desde el 1º de enero de 2004, y a los pequeños consumidores residenciales desde el 1º de julio de 2006, así como a privatizar en 2004 a REN, la compañía que administra la red de alta tensión (Fuente 2005), y reducir así la presencia estatal en EDP. Sin embargo, para amplios sectores políticos portugueses, el control de EDP no debería salir de Portugal (Ferro 2005).



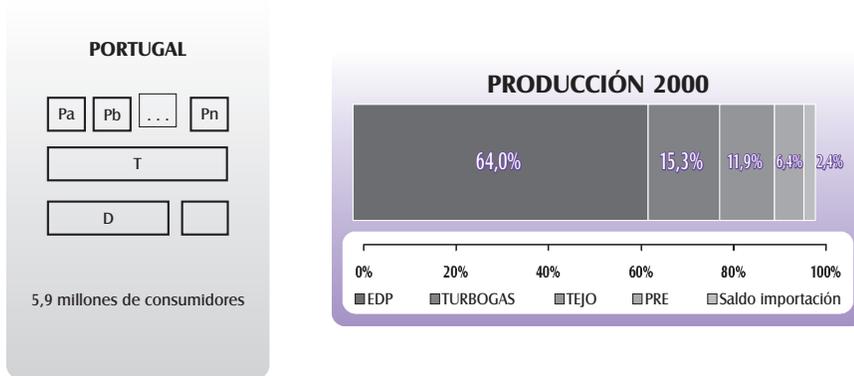


Gráfico 3. Estructuras del mercado y la industria en España y Portugal.

ESTRUCTURA DE MERCADO - ESTRUCTURA INDUSTRIAL



ESTRUCTURA DE MERCADO - ESTRUCTURA INDUSTRIAL



Fuente: elaboración propia a partir de Durban (2005) y CNE y ERSE (2002b)

En cuanto al poder de mercado, las cuatro grandes empresas españolas tenían en el año 2000 el 83,6 % del mercado, según datos del operador del mercado de España, y en Portugal, EDP el 64,5%, situación que se ha mantenido constante. En total, en la península Ibérica hay cuatro grupos empresariales, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa y EDP (excluido Hidrocarbónico) que controlan el 75% de la producción ordinaria y el 93% de la distribución y la comercialización, mostrando una estructura con una alta concentración que ha generado un pequeño impacto sobre los precios del mercado

‘spot’ (Kuhn et al 2005). El índice de concentración de Hirschman-Herfindahl en el mercado eléctrico español se ha mantenido alto, alrededor de 3.000, desde 1998 (López 2003). Las compañías disponen de parques de generación tecnológicamente diversificados, lo cual fortalece su capacidad de establecer precios marginales (López 2003). Otro factor de poder del mercado es el déficit de interconexión (Sánchez, et al 2004). La posible contratación bilateral entre las empresas de producción y comercialización del mismo grupo quita liquidez al mercado ‘spot’, transparencia a la formación de precios,



y permite a los grupos empresariales crear barreras a la entrada (CNE y ERSE 2002b).

En cuanto a los problemas sociales, se ha señalado que el crecimiento energético previsto no se orienta a satisfacer las necesidades de los que carecen de servicio energético, sino a los sectores de mayor consumo energético (Honty 2003). Ante esta situación se debe garantizar el acceso universal a la electricidad, ojalá con energías renovables, y buscar que las políticas estatales sobre acceso a la energía por los sectores pobres sean cumplidas por el sector privado (Pérez Arriaga 2004).

Además de las dificultades centrales originadas por las asimetrías anteriormente mencionadas, en el transcurso de la investigación se encontraron otras dificultades que han afectado el proceso de integración ibérica; entre estas tenemos obstáculos técnicos, culturales, políticos y medio ambientales.

- **Dificultades políticas, históricas y culturales entre España y Portugal.**

Luís Buñuel afirmaba que Portugal parecía más lejano para los españoles que la India, mientras que Rui Bello, poeta portugués, decía que Madrid era una de las ciudades más distantes de Lisboa (Chislet 2004). Existen trabajos que mencionan la importancia de las dinámicas culturales en los procesos de integración. Hofstede G (1997, citado por De Lombaerde 2002) encontró que entre España y Portugal las distancias culturales bilaterales son bajas, comparadas con los otros países miembros de la Unión Europea; sin embargo, el mismo autor explica que España culturalmente se asemeja más a Francia y a Bélgica, y Portugal a Grecia. Concluye diciendo que las diferencias culturales pueden incidir en los patrones de competitividad y de intercambio en los procesos de internacionalización, y en el diseño de políticas e institucionales comunitarias, aunque no se puede decidir si influyen más en el proceso de integración las semejanzas o las diferencias.

Las opiniones de algunas empresas del sector, de los trabajadores y de diferentes partidos políticos, sobre todo en Portugal, conducirían a pensar que no están interesados en la integración. A pesar de esto, los dos gobiernos centrales se han mostrado dispuestos a limar asperezas, y a consolidar relaciones. No obstante, se

puede apreciar la distancia en el hecho de que en algunos de los documentos oficiales sobre el diagnóstico de los mercados han sido escritos, los correspondientes al mercado español en castellano, y la parte acerca del mercado de Portugal, en portugués, mostrando una falta de integración y de coordinación en los análisis conjuntos, marcada por un aspecto cultural como es el idioma.

- **Déficit de interconexiones**

La limitada capacidad de las interconexiones entre ambos países ha sido considerada un importante impedimento, pues solo existen cinco, cuya capacidad es también limitada: Balboa y Cedillo, 400kW, Saucelle y Aldeadavila, 220 kW y Conchas, 450 kW. "La máxima interconexión con Portugal durante la demanda pico de invierno es de aproximadamente un 2%. Se prevé que esta cantidad se duplique para 2006, si bien esta cifra seguiría estando por debajo del objetivo de la UE" (Chislett 2004).

Este problema ha sido tratado en las negociaciones del MIBEL, y el incremento de las interconexiones fronterizas es uno de sus objetivos. Por ello se construyó la segunda línea de interconexión Cartelle-Lindoso de 400 kW, que es uno de los ejes fundamentales de la interconexión eléctrica España Portugal, y uno de los elementos básicos para el desarrollo del MIBEL. Esta línea forma parte del programa de reforzamiento de la interconexión y, junto con los proyectos de la zona del Tajo y la nueva línea Alqueva-Balboa, prácticamente duplicará la capacidad de interconexión (Geoscopio, 1º de abril de 2004). Obviamente, la situación es urgente pues sin interconexiones no habrá mercado único (Folgado 2002).

Otro problema, no sólo ibérico sino europeo, es llegar a acuerdos sobre la clase de interconexión. Brunekreeft, et al. (2004) argumentan que es deseable la utilización del sistema LMP, aunque existen problemas políticos para aceptarlo.

- **Dificultades ambientales**

Otro asunto presente en el MIBEL, a menudo de manera implícita, es el ambiental. La emisión de gases



por usos de energía eléctrica en el año 2002 aumentó en la península ibérica un 20%, mientras que disminuyó en otros seis países de la Unión (Berger 2002). En 2003 Portugal redujo la emisión de gases y España se mantuvo en aumento, lo cual hace que Portugal no desee “compartir” la responsabilidad de la contaminación ambiental, como ocurriría en cierto modo al entrar en marcha el mercado integrado.

Las tentativas de solución, que deben ser consensuadas en el marco de la integración, hasta ahora han sido dirigidas a estimular el ahorro de energía por los consumidores residenciales mediante educación y algunos beneficios. También se han desarrollado planes estratégicos de ahorro y planificación de energía (Folgado 2004, ERSE 2004) en el sector industrial: en España se aumentaron las tarifas, lo que llevó a las empresas a incorporar nuevas tecnologías de ahorro y a desarrollar tecnologías que pueden aprovechar recursos de origen renovable (Folgado 2003).

A pesar de estos planes, en los últimos cuatro años el consumo español ha aumentado en 25%, mientras el PIB lo hizo en un 16% (Martínez et al. 2003). Greenpeace denunció que en noviembre de 2005 se utilizaron 40.720 MW, lo cual es un record histórico de aumento en el consumo de energía; no obstante, esto no indicaría mayor desarrollo, sino menor eficiencia en el uso de la energía.

En los dos países los principales combustibles para producir electricidad en las termoeléctricas son gas, petróleo y carbón, combustibles fósiles cuyo uso genera contaminación por emisiones de CO₂. El solo carbón nacional produce en España el 16% de la electricidad, y es vital para la seguridad del suministro eléctrico (Folgado 2003); el carbón en general, 30%, y el ‘fuel-gas’, 2%. En Portugal el 32% de la estructura de producción corresponde al carbón y el 8% a ‘fuel-gas’. En cambio, la producción hidráulica es el 16% en España y el 33% en Portugal; esta producción no puede ampliarse a gran escala, sólo se promociona la mini hidráulica.

El incentivo para cambiar a energías renovables es la preocupación por el calentamiento global (Roosevelt 2005). En efecto, la Comisión y el Parlamento Euro-

peos han reconocido el riesgo potencial de fracasar en alcanzar las metas de Kyoto y se están preparando y/o implementando planes de acción específicos para promover efectivamente la eficiencia energética y las energías renovables, por si la integración de los mercados energéticos mediante la liberalización no cumple con los objetivos medioambientales (Lutz 2001).

En lo referente a las energías renovables, blandas o limpias, y de cogeneración, aunque existe un marco legal en los dos países que las apoyan, se necesitan políticas vigorosas que las incentiven, en España para el 2004 solo representó un 16% de la electricidad total y en Portugal 8%. Concretamente en España se ha comenzado a impulsar las energías renovables con la metodología de retribución de la producción (Folgado 2004). “Iberdrola compra energía verde a una empresa Austriaca y se ha creado un sistema de certificados verdes para promover las energías renovables” (Folgado 2004). Para 2010 se espera que 51% de su energía provenga de energía eólica. (Miguez et al. 2004). También se ha impulsado la energía solar, especialmente la fotovoltaica (Solarweb.net 2005, Energía Solar Energy 2005).

En cuanto a la energía nuclear, su futuro es incierto; existen posiciones contrarias y algunos sectores se oponen abiertamente a su utilización. Debido a estas presiones se suspendió la construcción de plantas en España; en Portugal no se usa. Otros sectores dicen que no se debe descartar, porque puede ser económicamente viable, siempre y cuando se resuelvan los problemas asociados (Pérez Arriaga 2004).

6. CONCLUSIONES

En síntesis, existe una contradicción, que se ha constituido como uno de los más importantes obstáculos para el MIBEL, entre la necesidad de la creación de instituciones supranacionales y el miedo del país más pequeño de entregar control sobre el sector eléctrico, profundizado esto por las asimetrías estructurales, tanto de tamaño como de distinto grado de liberalización, presentes en el proceso de integración. Además de este obstáculo central existen otros problemas técnicos, ambientales y políticos. En cuanto a lo cultural, no es claro si las dificult-



tades existentes en este aspecto son síntomas de otras dificultades, o si son obstáculos por sí mismas.

Parecería que el proceso se hubiera debatido entre la dicotomía de lo intergubernamental y lo supranacional, como lo sostiene Schmidt (1996); por una parte se ha dificultado la construcción de lo supranacional, ya que para esto es necesario que los países otorguen el control sobre la política energética a los entes supranacionales, y el país menor, en este caso Portugal, en parte por las asimetrías de tamaño, no tiene confianza en el sistema mayor, España, y no quiere otorgar el control sobre el sector estratégico de la electricidad. Esta dicotomía se puede observar en la oposición de políticos portugueses a la liberalización total de EDP para no perder el control de una empresa estratégica, y por otro lado los obstáculos del gobierno español a la participación de EDP en Hidrocantábrico.

Lo expuesto aquí coincide con Durban (2005) en que la estructura institucional común prevista será fundamental para resolver los problemas de la integración de ambos sistemas eléctricos, y concuerda con Ferrer (2005) en que la creación del MIBEL supone una excelente oportunidad para revisar y corregir las ineficiencias y carencias detectadas hasta la fecha en los sistemas peninsulares, y para identificar los principales obstáculos que se presentan a escala europea a la integración de los mercados. La prudencia y el pragmatismo necesarios contribuirán también a culminar con éxito la creación de un Mercado Ibérico de Electricidad.





Bibliografía

- **AZAGRA P.** 2002. Internacionalización Empresarial: ¿vencedores y vencidos? Madrid. Revista Información Comercial Española No. 799.
- **BERGER, H.** 2002. Posiciones verdes de energía a raíz del informe de energía. Bruselas. Revista la fogata digital.
- Review of European Electricity Statistics. www.oxfordenergy.org/pdfs.
- **BRUNEKREEFT, G. NEUHOFF, K. NEWBERY, D.** 2004. Electricity transmission: An overview of the current debate. University of Cambridge, Department of Applied Economics, Cambridge CB3 9DE, UK. Utilities Policy. www.elsevier.com/locate/jup.
- **CHISLETT, W.** 2004. España y Portugal. De vecinos distantes a socios incómodos. Madrid. Real Instituto Elcano. www.realinstitutoelcano.org
- **COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA.** 2002. Informe sobre la participación accionarial adquirida por adigesinval S.L. en Hidroeléctrica del Cantábrico. www.cne.es.
- **COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Y ERSE.** 2002a. Informe de seguimiento sobre mercado de electricidad "Descripción de la situación sobre mercado ibérico de electricidad. Puntos de convergencia y cuestiones abiertas". Barcelona. Sesión Pública. 26 de febrero.
- ————. 2002b. Breve Comparación de los sistemas eléctricos de España y Portugal. www.cne.es.
- **DE LOMBAERDE, Philippe.** 2002. Integración asimétrica y convergencia económica en las américas. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, enero.
- **DECRETOS LEY 182, 184, 185 DE 1995** Legislación sobre electricidad de la República de Portugal.
- **DURBAN, R** 2005 El Mercado de electricidad MIBEL. 2005. www.enerclub.es/.
- **EDP. Empresa de Energía Portuguesa.** 2005. www.edp.pt.
- **ENDESA.** Empresa Nacional de Energía S.A Española. 2005. www.endesa.es
- **ENERGÍA SOLAR ENERGY.** 2005. Sistemas de energía solar alternativas en Portugal. www.ffiSolar.Com/
- **ENTIDAD REGULATORIA DE SERVICIOS ENERGÉTICOS DE PORTUGAL (ERSE).** 2004. Portal. Historia eléctrica de Portugal. www.erse.pt.2004
- **FERRER, J. P.** 2005. La integración del mercado ibérico de electricidad.
- **FERRO, P.** 2005a. MIBEL dará un paso más con la creación de la plataforma de mercado. Yahoo Noticias España.
- ————. 2005b. Iberdrola en el consejo consultivo de EDP. Europa Press.
- **FOLGADO, J.** 2003. La política energética en España. Revista Información Comercial Española No. 811.
- ————. 2004. Noticias del Secretario de Estado de Energía. El Mundo. 2 de junio. [www.noticiasinfo2002](http://www.noticiasinfo2002.com), www.plus.es/codigo/noticias 2003.
- **FUENTE U.** 2005. ¿Quién nos dará energía? www.el-mundo.es 2005.
- **GEOSCOPIO.** 2004 Red Eléctrica refuerza la interconexión eléctrica. España Portugal. Madrid. 1º de abril. <http://energia.geoscopio.com/topicos/>.
- **GREENPEACE.** 2005 Informe sobre ahorro y eficiencia de energía. Noviembre 5 www.greenpeace.es.
- **HIDROCANTÁBRICO.** Empresa de energía española. www.hidrocantabrico.es
- **HONTY, G.** 2003. Energía, ambiente y desarrollo. Capítulo 7. www.ambiental.net/claes.
- **IBERDROLA.** Empresa de energía Española. 2005 www.iberdrola.es.
- **JAMASB, T. POLLITT, M.** 2004. Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress Toward Liberalization & Integration. Cambridge Working Papers in Economics.
- **KÜHN K, MACHADO M.** 2004. Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Spot Market. http://econpapers.repec.org/paper/cmfwpaper/wp2004_5F0414.htm.
- **Ley 40 de ordenación del sector eléctrico español.** 1994.
- **Ley 54 sobre el sector eléctrico español.** 1997.
- **LOPEZ, J.** 2003. 1998-2002 Avances y obstáculos en la expansión de la competencia en el mercado eléctrico español. Madrid. Revista Comercial Española, No. 808.
- **LUTZ, W.** 2001. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina. - CEPAL Serie Recursos naturales e infraestructura, No 26.
- **MARTINEZ, J., RÍOS, A.** 2003. Análisis crítico del mercado de energía eléctrica, Revista de Cooperación de ISF, 5 de mayo.



- **MIBEL 2004.** Convenio internacional del mercado eléctrico entre el reino de España y la República Portuguesa. Lisboa. Revista BOE, No. 132.
- **MIGUEZ, J. L., LÓPEZ GONZÁLEZ, L. M.** y otros. 2004. Review of Compliance with EU-2010 Targets on Renewable Energy in Galicia (Spain) Renewable & Sustainable Energy Reviews. Pág. 1-23. N° XX www.elsevier.com/locate/rser.
- **MILLÁN, S.** 2005. La electricidad une a España y Portugal. Americaeconomica.com.
- **MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO.** 2007. España y Portugal firman los acuerdos que convierten al MIBEL en un referente del mercado energético interior europeo. 9 de marzo. www.noticias.info/asp.
- **MIRANDA R.** 2002. Estrategias de internacionalización la experiencia de Endesa. Madrid. Revista Información Comercial Española, No. 799.
- **MORA, M.** 2007. España y Portugal ponen en marcha el mercado ibérico de electricidad. 9 de marzo www.elpais.com/articulo/economia/Espana/Portuga
- **NEUHOFF, K. NEWBERY D.** 2004. Integrating energy markets: does sequencing matter? CWPE 0442, Cambridge Working Papers in Economics.
- **NEWBERY D.** 2002 Economic Reform in Europe: Integrating and Liberating the Market for Services. University of Cambridge, Department of Applied Economics, Cambridge. Utilities Police www.elsevier.com/locate/utilpol.
- **OMEL.** 2005. Consideraciones suscitadas por el programa libro blanco. www.omel.es.
- **PARLAMENTO EUROPEO Y CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA** 2003. Normas comunes sobre mercado interior de la electricidad. Diario Oficial de la Unión Europea. Directiva 96/92/CE.
- **PEREZ-ARRIAGA I.** 2004. Energía Sostenibilidad y competitividad en Europa .Encuentro de Chichón
- **PRIETO J M.** 2002. El Compromiso Con el Conocimiento, Clave Para la Expansión Internacional de Unión Fenosa. Madrid. Revista Información Comercial Española No. 799.
- **RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.** 2004. Informe de Responsabilidad Cooperativa www.red.es.
- **RED ELÉCTRICA NACIONAL DE PORTUGAL.** 2004. www.ren.pt .
- **ROBINSON, D.** 1991. Experiencia de la industria eléctrica Española. Modelos internacionales de organización

del sector eléctrico. Bogotá EDT Comisión Nacional de Energía.

- **ROOSEVELT, M.** 2005. Algo nuevo bajo el sol. New Cork. Time 21 de agosto.
- **SANCHEZ, J. J. y PERZ-ARRIAGA I.** 2003. Análisis of the Influence of the Interconnections Capacity in the Spanish Electricity Market. Madrid. Universidad Pontificia Comillas.
- **SCHMIDT, S.** 1996. Sterile Debates and Dubious Generalisations: An Empirical Critique of European Integration Theory Based on the Integration Processes in Telecommunications and Electricity. Max-Planck-Institut für Gesellschaftsforschung. Alemania.
- **SOLARWEB.NET.** 2005. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. www.solarweb.2005 .
- **UNIÓN FENOSA.** 2005 .Empresa de Energía Española.2005 www.Unionfenosa.es .
- **—————.** 2007. Empresa de Energía Española.2007 www.Unionfenosa.es .





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.¹

2. Sólo se tendrán en cuenta para su publicación aquellos documentos que no hayan sido propuestos en otras revistas y cuya información sea 100% veraz.

3. El autor debe solicitar un formato de recepción de artículos, por correo electrónico o personalmente, el cual debe ser diligenciado y enviado junto con el artículo a obsce_bog@unal.edu.co. Éste formato se encuentra en <http://www.fce.unal.edu.co/oce/index.php>.

4. Los trabajos serán sometidos a arbitraje doblemente ciego y evaluados por dos árbitros designados por el comité editorial de acuerdo con los siguientes criterios: originalidad, calidad científica, rigor conceptual y metodológico,

claridad y coherencia en la argumentación y en la exposición. Los conceptos de la evaluación se le entregarán o enviarán al autor.

5. La recepción de documentos se realiza durante todo el año y el tiempo de evaluación de éstos será de 30 días hábiles a partir de su recepción.

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 4000 palabras para documentos tipo 4.), 7.) y 8.) y hasta 7000 palabras para documentos tipo 1.), 2.), 3.), 5.) y 6.). Incluyendo notas, referencias bibliográficas y tablas.²

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 palabras. Especificar máximo cuatro palabras clave

¹ Ver definición de tipologías al final del documento.

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



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].

8. Las referencias bibliográficas deben ir al final del texto. La bibliografía debe limitarse a las fuentes citadas en el artículo, y estar ordenadas alfabéticamente por apellido. En caso de registrarse varias publicaciones de un mismo autor, ordenarlas cronológicamente en el orden en que fueron publicadas. Cuando un mismo autor tiene más de una publicación en un mismo año, se mantiene el orden cronológico, y se utilizan letras para diferenciar las referencias de ese mismo año [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.

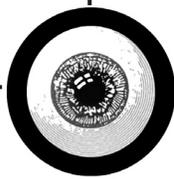
4) Artículo corto. Documento breve que presenta resultados originales preliminares o parciales de una investigación científica o tecnológica, que por lo general requieren de una pronta difusión.

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



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

CID

Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo