

## SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA: UN BALANCE DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN<sup>1</sup>

Carmen Hernánsanz<sup>2</sup>

*RESUMEN: En este artículo se revisa la experiencia del proceso de liberalización del sector eléctrico español. Partiendo del impulso reformador europeo, España aprobó en 1997 la ley N° 54/1997 pieza clave de la regulación actual. Aunque el sector es más abierto y está menos concentrado que muchos de sus homólogos europeos, con el transcurrir del tiempo se han detectado importantes distorsiones que le impiden operar en un marco de plena competencia. En estas circunstancias, se plantean una serie de aspectos que resulta prioritario abordar y entre los que se destacan la elaboración de una nueva metodología tarifaria que reconozca los costes incurridos, evitar los incentivos perversos que introduce la presencia de CTCs, la implementación de medidas para reducir el impacto de la concentración horizontal y la creación de un verdadero regulador independiente con competencias plenas.*

### 1. EL CONTEXTO EUROPEO

Para poner en contexto la situación actual del sector eléctrico español es relevante analizar la evolución del mismo desde la óptica europea. Hasta finales de los ochenta las especiales características del sector, que llevan a que algunas de sus actividades (transporte y distribución) tengan naturaleza de monopolios naturales, condujeron a un consenso sobre la conveniencia de que la provisión de electri-

cidad fuera llevada a cabo por monopolios u oligopolios verticalmente integrados. No había tanta unanimidad en cuanto a la estructura de propiedad ya que éstos tenían titularidad pública (Francia, Italia, Grecia), privada (España, Bélgica) o mixta (Alemania, Suecia) pero en todos los casos estaban fuertemente regulados. Adicionalmente, los sectores eléctricos tenían un ámbito nacional, siendo los intercambios de electricidad entre países prácticamente inexistentes.

1 Ponencia presentada en el Primer Congreso Iberoamericano de Regulación Económica, Santiago de Chile, 2005.

2 Economista, Jefe de Análisis Sectorial Servicio de Estudios BBVA.

**Cuadro 1:**  
Literatura sobre los efectos de la desregulación en el sector eléctrico

	País/ período	Método	Variable explicativa	Variable a explicar	Principales resultados
Castro- Rodríguez et al. (2001)	España 1999- 2010	Simulación econométrica (2005)	Regulación	Inversión en capacidad	Nivel subóptimo de inversión
London Economics (1997)	UE	Simulación del mercado Único Europeo	ATR negociado/ regulado	Ahorro costes  Precios finales	€ 4-6 mil mill. € 10-12 mil mill. -5% -11% -2% -4%
Lijesen (2002)	Holanda	Calibración modelo econométrico	Competencia	Costes y precios	negativo
OCDE (1997)	8 países OCDE L/plazo	Benchmarking	Competencia Reforma regulatoria	Precios, Output, Productividad trabajo Empleo	-9 a -20% +5 a 11% +30 a + 100% -9 a -46%
Steiner (2000)	19 países OCDE	Econométrico	ATR, separación  Privatización	Precios Eficiencia Precios Eficiencia	Negativo Positivo Positivo Positivo

Fuente: Martín R. et al (2005)

Este sistema funcionaba bien desde el punto de vista de la garantía de suministro, pero la excesiva regulación desvirtuaba los incentivos a la eficiencia y los precios resultantes eran elevados. A finales de los ochenta se produjo un cambio en el paradigma regulatorio que pasó a poner el énfasis en las bondades de la desregulación y de la liberalización. Éstas se sintetizan en la idea de que la entrada de nuevos agentes introduce competencia que da lugar a precios menores, mayor variedad, calidad y eficiencia en el servicio ofertado. En Martín R. (2005) puede encontrarse un resumen de la literatura empírica disponible de estos beneficios para el sector eléctrico europeo, que se resumen en el cuadro 1.

En general, las estimaciones disponibles apuntan a que la liberalización del sector conduce a descensos en el nivel de precios. Así, la OCDE (1997) estima que los procesos de desregulación y liberalización pueden permitir descensos en el nivel de precios al consumo en el largo plazo de entre el 9% y el 20% según el país. De acuerdo con las estimaciones reali-

zadas por Steiner (2000) para un panel de 19 países europeos, la separación de la generación y el transporte, la ampliación del acceso a la red de terceros y la introducción de mercados *spot* de electricidad tienden a reducir los precios industriales y domésticos de la electricidad. "The London Economics" (1997) usa un enfoque basado en la simulación para examinar el ahorro en costes derivado de la existencia de un único mercado de la electricidad en Europa. Las reducciones de precios oscilan entre el 5%-11% para los consumidores industriales y entre el 2-4% para consumidores domésticos. Estos descensos se derivan, entre otros factores, de los menores costes de construcción y operación de las plantas de generación.

Steiner (2000) investiga los efectos de la liberalización y privatización en la eficiencia. El autor encuentra que la utilización de la capacidad del sector y el margen de reserva se ven positivamente afectados por estas iniciativas. En cuanto a la producción de electricidad, la OCDE concluye que los menores precios de la energía tienen como resultado un incre-

mento de la producción en el largo plazo entre el 5% y el 11%. No obstante, se detecta que las ganancias en productividad se producen en detrimento del empleo, que de acuerdo con las simulaciones de la OCDE cae entre un 9% y un 46%.

A la luz de estos beneficios, la corriente regulatoria se orientó hacia reformas destinadas a fomentar la competencia en aquellas actividades que no presentan una naturaleza monopolística, para lo que se impulsó una política de desintegración vertical (*“unbundling”*). Esta iniciativa trata de evitar la existencia de subsidios cruzados entre actividades reguladas y competitivas, al tiempo que favorece la contabilización transparente y separada de los costes de las primeras, aumentando la eficacia de la regulación. En este nuevo marco es fundamental que a los agentes que operan fuera del entorno regulado (generación y comercialización) se les permita desarrollar su actividad en un marco de libre competencia. Para ello son cruciales dos aspectos. En primer lugar, reducir la concentración horizontal y, en segundo lugar, garantizarles el derecho de acceso y uso de los activos (redes) que son un monopolio natural. Asimismo, a los consumidores finales se les ha de otorgar el derecho a elegir suministrador. Por último, en un sector regulado en el que la transparencia y la estabilidad regulatoria es fundamental, se requiere tener un regulador independiente del poder político y del propio sector eléctrico.

Avanzar en esta dirección ha exigido un enorme cambio regulatorio. El “Acta Única Europea” y el “Programa de Mercado Único” a finales de los ochenta empezaron a contemplar la apertura del sector que continuaría en el curso de los años noventa. Las experiencias pioneras en reestructuración eléctrica europea se remontan al Reino Unido y Escandinavia a comienzos de la pasada década. Cuando la pri-

mera Directiva liberalizadora (96/92/EC) entró en vigor en 1997 la mayor parte de los sistemas eléctricos de la UE estaban cerrados a la competencia. Con esta primera Directiva se trató de introducir competencia en generación en la mayoría de los países europeos. El esfuerzo liberalizador continuó en los siguientes años. Las reformas regulatorias en los denominados sectores de red fueron parte importante de la denominada “Agenda de Lisboa” acordada por el Consejo Europeo en 2000. El objetivo de este impulso es la consecución de un mercado de la electricidad competitivo en toda la Unión Europea, del que son piezas legislativas clave la Directiva 2003/54 y el reglamento sobre comercio transfronterizo de electricidad. Esta Directiva sustituye a la de 1996 refinando los requisitos necesarios para la plena liberalización. Su transposición es obligatoria para todos los países miembros de la UE y para 2007 todos los sectores eléctricos europeos deberán estar abiertos al 100% a la competencia y contar con mercados competitivos en los segmentos de generación y venta final<sup>3</sup>.

## 2. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL: AVANCES EN LA LIBERALIZACIÓN

Dentro de este marco, el sistema eléctrico español ha sido quizá uno de los más adelantados de la Europa Continental. Las autoridades españolas alcanzaron un acuerdo con la industria en 1997, lo que dio lugar a la ley Nº 54/1997 o Ley del Sector Eléctrico, pieza clave de la regulación vigente en la actualidad.

La actividad de generación, que se desarrolla en un marco de competencia, se articula en torno a dos regímenes: el régimen ordinario (incluye la generación hidráulica por encima de 50MW, la nuclear, el carbón, el fuel/gas y las centrales de ciclo combinado

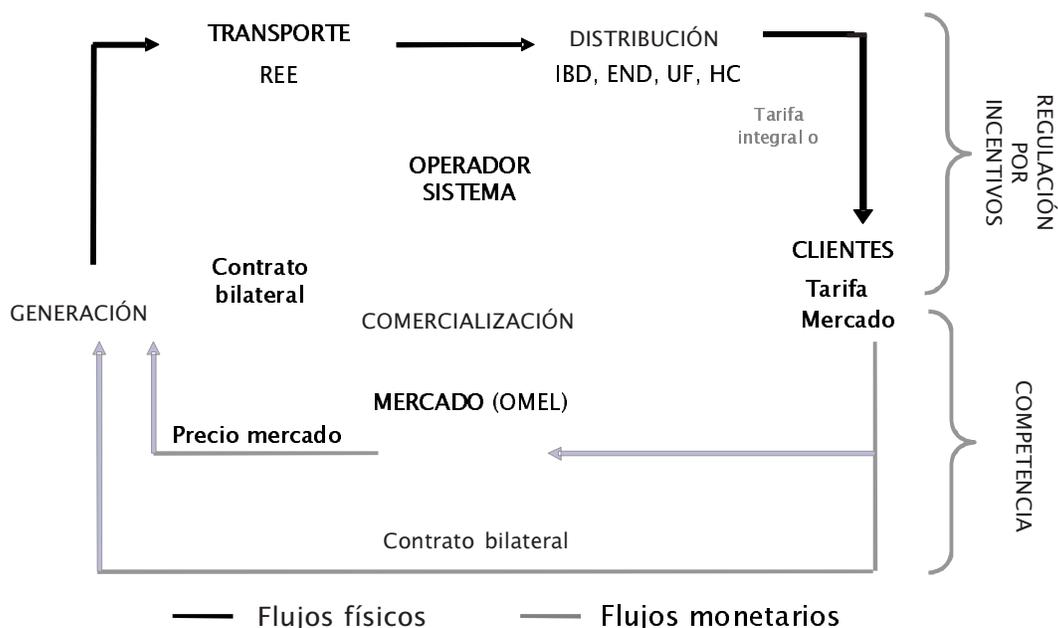
3 Una revisión acerca de los avances en el proceso de liberalización europea puede encontrarse en ALONSO, T. (2005)

(CCGTs)) y el régimen especial, que comprende la generación hidráulica por debajo de 50 MW, la energía eólica y otras renovables y la

cogeneración. La importancia de este último ha sido creciente hasta representar el 19% del total en 2004.

Cuadro 2:

## Esquema sectorial del sector eléctrico en España



Fuente: BBVA, Servicio de Estudios Económicos

El flujo de energía eléctrica generada pasa a la red de transporte y posteriormente a la de distribución desde donde se canaliza a los clientes finales. Las actividades de transporte, distribución y suministro a tarifa son todas ellas de carácter regulado. No obstante, los clientes pueden también acudir al mercado a contratar su suministro de electricidad o recurrir para ello a los comercializadores, que desarrollan su actividad en un marco competitivo. De hecho, una de las principales innovaciones que introdujo la reforma española del sector eléctrico fue la creación de un mercado al contado de la electricidad como mecanismo para asignar la energía producida y determinar los

precios mayoristas. Se trata de un mercado marginalista donde el precio que se establece es igual a la última oferta de venta aceptada para cubrir la demanda total. Todos los productores reciben este precio marginal más un pago por capacidad (garantía de potencia) que depende, entre otros, de la disponibilidad de sus instalaciones.

Aunque el mercado mayorista se articula en torno a una serie de mercados organizados (diario, intra-diarios, de reservas de operación, ocasional de desvíos y mecanismo de restricciones técnicas), el grueso de la contratación tiene lugar en el mercado diario (70% del volumen económico contratado y 95% de la

energía adquirida en el mercado de generación en 2004). Los comercializadores o los grandes clientes también pueden contratar el suministro de energía a través del establecimiento de contratos bilaterales. La contratación bilateral, aunque está permitida por ley, apenas se ha desarrollado por retrasos en la normativa que hasta fecha muy reciente, marzo de 2005, no incluía pagos por garantía de potencia en este tipo de acuerdos.

Tras ocho años de esta reforma se puede afirmar que el sector eléctrico español ha realizado notables avances. La Directiva europea obliga a los países a abrir al 100% los mercados minoristas antes de julio de 2007 (2004 para clientes industriales). El mercado eléctrico español se ha abierto ya plenamente yendo por delante de países como Francia o Italia, existiendo en la actualidad en torno a 60 comercializadores registrados. Desde que en 1998 se consideraran elegibles tan sólo el 27% de la energía o 550 suministros, se ha pasado a una situación en la que, desde enero de 2003, todos los consumidores pueden escoger libremente a su suministrador. La participación real en el mercado ha aumentado continuamente desde 1998 mostrando una notable aceleración a partir de 2004 con la paulatina incorporación de consumidores domésticos. A mediados de 2005, el 9% del total de consumidores compraba su energía en el mercado libre. La importancia de las empresas en este colectivo lleva a que, en términos de energía consumida, el peso del mercado libre se sitúe ya en el 35%.

Además, se ha alcanzado sobre el papel un grado satisfactorio de separación de las actividades de red de las actividades competitivas. En comparación con España, países como Portugal, Alemania o Francia deben evolucionar

hacia formas de separación más efectivas. En el caso del transporte<sup>4</sup> esta separación es de propiedad. El gestor de la red de transporte es una entidad legalmente separada (Red Eléctrica de España), que actualmente posee el 98% de las redes de 400 kv y el 69% de las de 220 kv y que se gestiona de manera independiente. Esta separación va más allá de lo requerido por la legislación europea que sólo exige la separación legal. Aunque las empresas eléctricas tienen presencia en su accionariado, ésta se ha ido reduciendo paulatinamente hasta quedar fijada en 2005 en el 1% por empresa eléctrica, con un límite del 40% para la suma de participaciones directas e indirectas de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico. En lo que respecta a la distribución<sup>5</sup>, ésta es atendida por 308 agentes, aunque predominan cinco grandes empresas. La separación de este tipo de actividad es de carácter legal. Tanto en el transporte como en la distribución existe libre acceso a terceros previo pago de un peaje regulado, que se sitúa en el rango inferior del espectro europeo. Ello refleja una gestión eficiente de las redes y los costes generales del sistema, si bien también podría considerarse que en el caso español este tipo de actividades se encuentra infraremunerada. La remuneración de ambos tipos de actividades es de tipo "price cap", actualizándose los costes por una fórmula que incluye un factor de eficiencia de 0,6% en el caso del transporte y del 1% en el caso de la distribución.

Uno de los riesgos que se pueden poner de manifiesto en los procesos de desregulación es el impacto negativo que un entorno de precios inferiores puede tener en los incentivos a acometer nuevas inversiones, ya que, a diferencia de lo que sucedía en el entorno regulado, los participantes en el mercado enfrentan

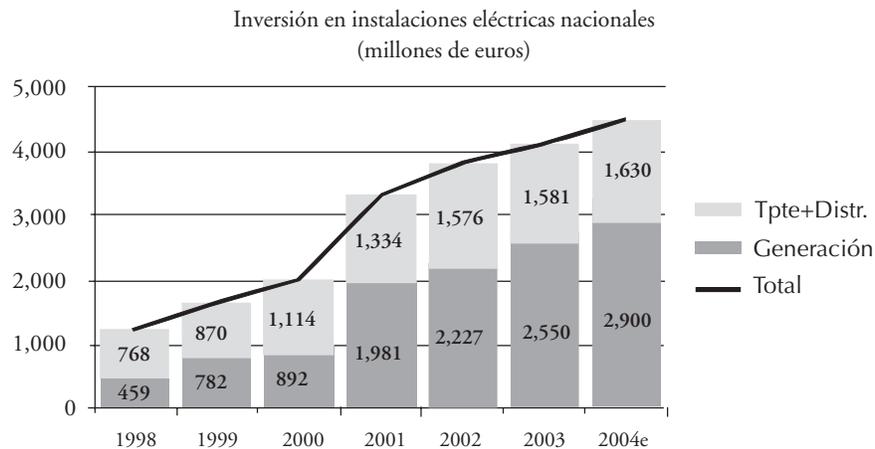
4 Transmisión de energía eléctrica desde los puntos de generación a los centros de transformación a través de líneas de alta tensión ( $\geq 220$  kv).

5 Transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo final a través de redes de baja tensión ( $< 220$  kv)

en solitario el coste y el riesgo de sus decisiones de inversión. Sin embargo, la inversión en instalaciones eléctricas nacionales ha sido creciente durante el período de la liberalización. De hecho, este proceso se ha intensificado desde

2001 gracias a las inversiones en nuevas Centrales de Ciclo Combinado (CCGTs). Las inversiones previstas en esta tecnología de generación de aquí a 2008 suponen un incremento del 23% de la capacidad instalada actual.

Gráfico 1



Fuente: UNESA, 2004

Por otro lado, España ha sido uno de los países europeos que más ha apostado por las energías renovables, siendo en la actualidad, con 8.155 MW instalados, la segunda potencia en energía eólica de Europa. El Plan de Energías renovables 2005-2010 contempla cubrir con renovables el 30% de la generación eléctrica en 2010. Para ello se estima que, desde los actuales niveles, la capacidad de generación en energía eólica se multiplicará por 2,5 veces en los próximos cinco años, objetivo que, aunque optimista, apunta a que este tipo de generación seguirá presentando un ritmo de crecimiento acusado en los próximos años. Asimismo, aunque partiendo de niveles inferiores, el Plan incluye ambiciosos objetivos para la generación mediante biomasa y energía fotovoltaica.

Finalmente, en esta lista de avances registrados por el sector eléctrico español en los últimos años, es importante señalar que el tejido empresarial eléctrico español se caracteriza

por su solidez y su solvencia. Tras diversas operaciones de fusiones y adquisiciones, los dos principales operadores del sector, Endesa e Iberdrola, gozan de una posición privilegiada en el ranking europeo. Estas dos empresas se situaban a finales de 2004 en las posiciones quinta y octava en términos de valor de la empresa y en posiciones tercera y quinta en generación de beneficios. A esta situación ha contribuido de manera notable su expansión internacional que ha ampliado su ámbito de actuación a Europa y, especialmente, a América Latina, donde Endesa cuenta con 10 millones de clientes e Iberdrola con 8 millones.

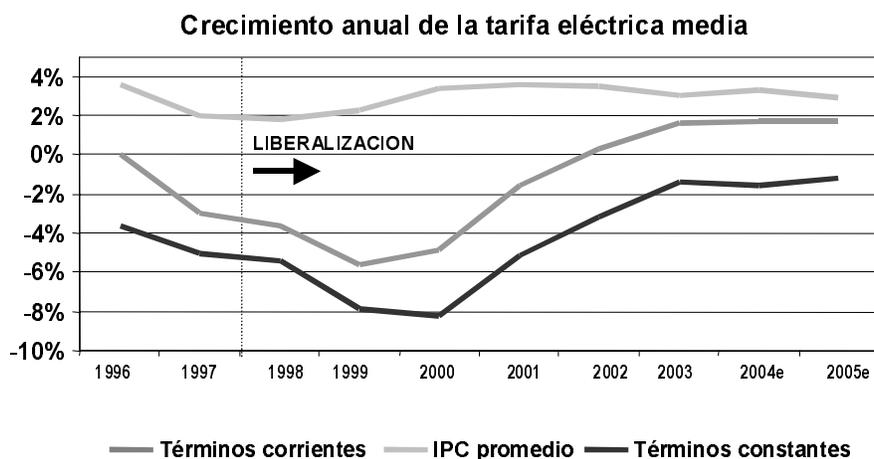
### 3. CUESTIONES PENDIENTES DEL ACTUAL MARCO REGULATORIO

El nuevo marco regulatorio del sector ha traído consigo notables beneficios para los consumidores por la vía del abaratamiento de

las tarifas. La tarifa eléctrica media ha caído desde 1998 un 33% en términos reales. Sin embargo, este descenso no es fruto de la evolución de los precios del *pool* eléctrico. De he-

cho, entre 1998 y 2004 los precios del *pool* han aumentado un 2,3%. La razón de este comportamiento dispar radica en la heterodoxa metodología tarifaria española.

Gráfico 2



Fuente: BBVA y Reales Decretos Tarifarios

Fuente: UNESA, 2004

Cada año se establece una tarifa media o de referencia que permite recaudar los ingresos necesarios para cubrir las actividades reguladas (suministro a tarifa, transporte, distribución, Costes de Transición a la Competencia (CTCs), moratoria nuclear, régimen especial, etc.) cuyo cálculo depende a su vez de las previsiones de la demanda final. A partir de estas tarifas se diseñan una tarifa integral para los consumidores que permanece a tarifa y una tarifa de acceso para los consumidores que acuden al mercado. Como señalan diferentes análisis, entre ellos el del recientemente publicado "*Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*" (2005), una primera distorsión de este tipo de diseño consiste en la inconsistencia entre la tarifa de acceso y la tarifa integral, al no utilizarse el principio de la actividad tarifaria. Como resultado, existen grupos tarifarios para los que la tarifa integral

resulta más ventajosa que la tarifa de acceso sumada al precio a pagar por la energía comercializada en el mercado liberalizado. Ello supone un importante escollo para el desarrollo de este último, dificultando la viabilidad de los nuevos comercializadores que han de captar clientes de las empresas incumbentes.

La segunda distorsión se produce por el *cap* existente en el incremento de las tarifas. La metodología establece que entre enero de 2003 y diciembre de 2010 las tarifas integrales y de acceso no pueden aumentar (salvo por determinados cambios normativos) más del 2%. Por tanto, considerando que la generación de energía representa más de dos tercios de la estructura de costes, lo que los consumidores pagan y lo que las empresas distribuidoras (en calidad de comercializadoras reguladas) ingresan queda fijado administrativamente con independencia de la evolución del precio de mercado de la electricidad, lo cual, nuevamente, va en

contra del espíritu liberalizador de la regulación.

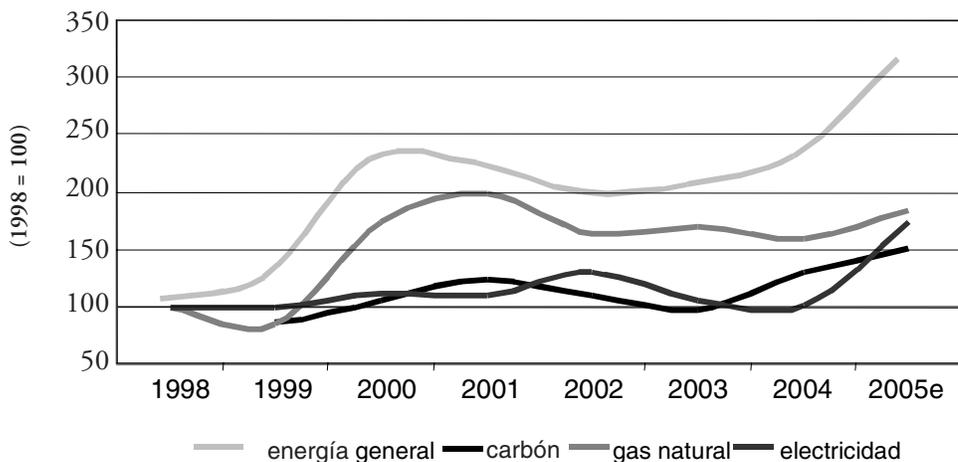
En este sentido, en contextos de costes de generación crecientes, el sistema actual generó déficit tarifarios significativos en 2000 y 2002. Tras ser soportado por las empresas con derecho al cobro de CTCs, el gobierno español reconoció el derecho a la recuperación del déficit a través de la tarifa. Los elevados precios del petróleo y el gas y la fuerte sequía, así como la incertidumbre sobre el cobro de CTCs y el coste añadido de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, han hecho aflorar un nuevo déficit en 2005 que se estima que podría ascender a unos 3.500 millones de euros, más del doble de los déficits generados en 2000 y 2002.

Los escollos hacia un mercado plenamente liberalizado no terminan en esta fase. La señal del "pool" eléctrico tampoco es creíble. El *mix* de generación español está muy

diversificado, aunque la ausencia de recursos naturales hace a la economía española muy dependiente del exterior por la vía de las importaciones de carbón, gas y fuel. Asimismo, el reparto de la generación se ve muy afectado por las condiciones hidrológicas y medioambientales. En 2004, la energía nuclear representó el 11% de la potencia instalada, la generación térmica (carbón, fuel, gas y centrales de ciclo combinado) representó el 42% y la capacidad de generación en renovables, incluyendo la cogeneración, se situó en el 47%. La energía efectivamente generada por estas tecnologías fue el 24%, 48% y 28%. Entre 1998 y 2004 los precios de importación de carbón y gas aumentaron un 30% y un 60% respectivamente en un entorno hidráulico no muy favorable, sobre todo en los años 1999 y 2002. En este mismo período, como ya se ha señalado, el incremento del precio del pool se situó en un modesto 2,3%.

Gráfico 3

Evolución precio pool e importaciones de combustibles



Fuente: MINECO y OMEL

La principal razón de esta distorsión ha de buscarse en la elevada concentración horizontal que aún se registra en este mercado. En el contexto europeo, el grado de concentración del sector eléctrico español puede calificarse como

medio. Así, de acuerdo con la Comisión Europea, el principal generador español ostenta una cuota de mercado del 40%, por debajo de países como Francia (85%) o Italia (75%). Los tres principales generadores ostentan el 80% de la

capacidad, en el rango medio de países europeos. En la actividad de comercialización, los tres principales operadores dominan el 85% del mercado situándose de nuevo en una posición intermedia. No obstante, la concentración del sector es elevada para los sistemas, como el británico o los nórdicos, que más han avanzado en la liberalización. En este sentido, tan importante como la cuota que ostentan las dos principales compañías (64%) es la notable diversificación que ambas presentan en tecnologías de generación y su complementariedad, lo que propicia que la generación marginal en posesión de ambas empresas acentúe su poder de mercado en determinadas horas. De hecho, la participación de las empresas incumbentes en el mercado de electricidad se ha reducido de forma muy escasa en los últimos años siendo aún superior al 80% en producción y superior al 90% en las compras de electricidad.

El poder de mercado del que disponen estas empresas también se refleja en el bajo porcentaje de cambio de suministrador o "switching". Los datos disponibles para 2003 no son muy alentadores puesto que España presentaba uno de los ratios más bajos de cambio de suministrador de la UE. Sin embargo, en 2004, aunque aún no se dispone de datos comparables para Europa, se observó un elevado aumento en el número de clientes domésticos que abandonaron la tarifa. No obstante, es importante señalar que la mayoría de estos cambios se hacen hacia el comercializador incumbente. En términos de suministros, casi el 80% de los consumidores que han salido al mercado operan con la comercializadora de la compañía incumbente. Además, como ya se ha señalado, el mercado no puede competir con la reducida tarifa que pagan algunos clientes, sobre todo grandes consumidores, por lo que

incluso se está asistiendo en 2005 a un retorno de algunos de éstos al suministro regulado.

Este poder de mercado tiene su traslación en las distorsiones que produce la existencia de los denominados Costes de Transición a la Competencia o CTCs. Los Costes de Transición a la Competencia (CTCs) fueron reconocidos por la Ley del Sector Eléctrico de 1997 como compensación a las empresas por la pérdida de valor de sus activos de generación al abandonar el anterior marco regulado. Cada empresa recupera sus CTCs por dos vías:

- i) Los excesos sobre 36,06 €/MWh obtenidos por toda la energía vendida en el mercado.
- ii) Un porcentaje de la diferencia entre los ingresos globales de la tarifa y los costes reales del sistema.

Este sistema hace que la cantidad percibida de CTCs dependa negativamente del precio de mercado y la cantidad vendida, distorsionando los incentivos de las empresas a ofertar sus costes variables.

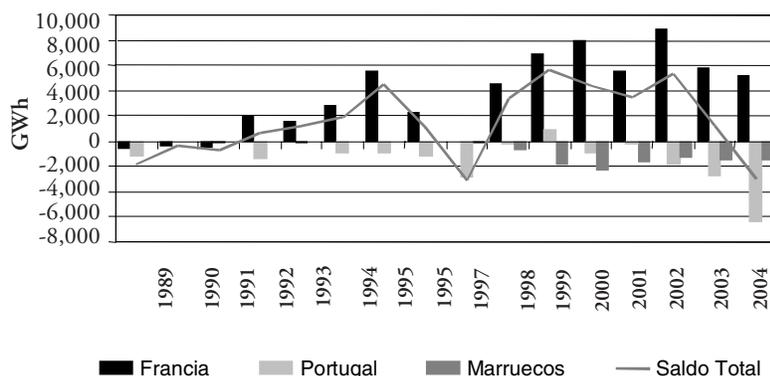
Esta situación presenta efectos indeseables en la generación puesto que se frena la entrada de nuevos productores que no pueden competir contra las empresas ya instaladas. Dada su elevada cuota de mercado, éstas pueden mantener el precio del *pool* por debajo de sus costes variables y complementar sus ingresos con los CTCs. Esta situación es particularmente preocupante para los productores independientes que, en ausencia de mercados de futuros, son muy vulnerables a las oscilaciones del precio del *pool*.

Este entorno puede desincentivar la inversión en nueva capacidad futura, sobre todo por parte de los nuevos entrantes. Además, existe el agravante de que el esquema vigente de pagos por capacidad no incentiva correctamente la seguridad del suministro<sup>6</sup>.

6 El monto recibido por cada central depende positivamente de su propia producción, lo que tiene como resultado que los generadores de base perciben más dinero. Se requiere producir durante 480 horas/año, lo que es contra-intuitivo ya que la generación de base funciona pocas horas al año. El regulador puede reducir los pagos arbitrariamente, lo que crea incertidumbre regulatoria y distorsiona la eficiencia de la señal de inversión. No premia/castiga la disponibilidad/indisponibilidad de las centrales en las horas críticas.

Gráfico 4

Saldos de intercambios internacionales (Imp.-Exp.)



Fuente: REE

Esta situación se ve agravada por la ausencia de conexiones internacionales del mercado eléctrico español. La integración de los mercados eléctricos europeos es una realidad lejana en el caso español, puesto que la Península Ibérica es una isla energética. España es importador neto de energía de Francia y exportador neto hacia Portugal y Marruecos. La capacidad de importaciones apenas supone el 4% del total frente al 12% europeo ó el 25% del mercado nórdico. No obstante, existen perspectivas de que esto cambie a mediano plazo como resultado de la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), iniciativa para la cual aún se han de superar importantes obstáculos regulatorios.

Las barreras detectadas a la competencia también plantean importantes retos a la comercialización. Así, la actual situación frena la entrada de nuevos entrantes al tener que com-

petir con una tarifa artificialmente baja. Además, se han identificado ciertas barreras relacionadas con el cambio de suministrador (costes de espera, gestión, etc.). Finalmente, pero no menos importante, faltan organismos o asociaciones encargados de defender los intereses de los consumidores cuando surgen problemas a la hora de salir al mercado.

Este último factor guarda relación con la falta de un verdadero regulador independiente. En el cuadro adjunto se puede observar el reparto de competencias de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y del gobierno central. Como se puede apreciar, la labor de la CNE presenta fundamentalmente un carácter consultivo, viendo muy limitado el papel ejecutivo en aspectos tan fundamentales como la determinación de tarifas o la defensa de la competencia.

## Cuadro 3

## Reparto de competencias en el sector eléctrico español

Administración Central	CNE
Planificación del sector	Órgano consultivo de la Administración
Regulación del sector	Propuestas (no vinculantes) sobre planificación, desarrollo normativo; tarifas y remuneración.
Fijación de tarifas y remuneración de actividades reguladas. Autorización de licencias e inspección de instalaciones que abarcan más de una CCAA	Funciones ejecutivas: liquidación costes regulados, asignación responsabilidad ante deficiencias de suministro; autorización de operaciones empresariales que afecten a actividades reguladas
Sanción por incumplimiento de regulación	Inspección a petición de la Administración
Defensa de la competencia	Seguimiento del desarrollo de la libre competencia

Fuentes: ley Nº 54/1997 y Ley de Hidrocarburos 34/1998

## 4. AGENDA FUTURA

Tras la reforma de 1997, el sector eléctrico español ha experimentado una notable transformación. No obstante, con el transcurrir del tiempo, se han puesto de manifiesto importantes debilidades en el marco regulatorio que demandan una nueva revisión del marco legal en el que opera el sector.

Uno de los temas más urgentes es la reforma de la metodología tarifaria. La propuesta de aumento de la tarifa eléctrica en un 4,85% para 2006 es un paso en la buena dirección tras sucesivos años de incrementos negativos en términos reales. Sin embargo, ni este incremento ni la nueva revisión que se producirá en julio el próximo año, y en la que previsiblemente se reconocerá el abultado déficit acumulado a lo largo de 2005, resolverán el problema, ya que ni ponen fin a la insuficiencia tarifaria ni a la competencia entre la tarifa y el mercado. En este sentido, lo que se requiere para evitar el afloramiento de nuevos déficits tarifarios es un profundo cambio en la metodología de cálculo de tarifas para que ésta sea

flexible en reconocer sin ambages todos los costes incurridos.

Como se ha comentado, el precio de mercado de la electricidad se ha visto sometido a múltiples distorsiones en los últimos años, entre las que destacan la presencia de los CTCs. Si bien la recuperación de estos costes es una pretensión legítima para las empresas que llevaron a cabo inversiones en un marco de negocio muy diferente del actual, también es cierto que es necesario evitar los incentivos perversos que causan en las estrategias de los generadores. Además, el impacto de este factor se ve exacerbado por un contexto en el que la concentración sigue siendo elevada y lo seguirá siendo a pesar de la implementación del MIBEL.

El “*Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*”, publicado en julio de este año, ha realizado un buen diagnóstico de los problemas del sector concluyendo que la elevada concentración es el principal problema del sector eléctrico español. Este análisis ha llevado al planteamiento de diversas propuestas para pa-

liar esta situación por la vía de limitar la participación en el mercado de los agentes, si bien algunos de estos procedimientos pueden calificarse de bastante intervencionistas.

No obstante, ciertas medidas, como la implementación de contratos voluntarios a plazo, podrían ayudar a paliar la excesiva dependencia de los nuevos entrantes del mercado diario y a reducir el poder de mercado de las incumbentes en la fijación del precio de la electricidad. También se ha de asegurar el libre acceso de terceros a la red en la práctica y se ha de velar por la separación efectiva de actividades para eliminar la posibilidad de subsidios cruzados.

Adicionalmente a las medidas *ex ante* que se puedan llevar a cabo, el modelo regulatorio energético adolece de la falta de un regulador independiente que disponga de los recursos suficientes para velar por el buen funcionamiento del mercado eléctrico *ex post*. La presencia de una autoridad supervisora con

plenas competencias, unida a una regulación orientada a paliar las distorsiones actualmente existentes, contribuirían a mejorar la eficiencia del sistema y a reducir la actual incertidumbre regulatoria, avanzando hacia los objetivos que inspiraron la reforma de 1997.

#### REFERENCIAS:

- ALONSO, Tatiana: “*The internal electricity market: Assesing liberalisation*” en *Europa Watch*, julio, 2005. Servicio de Estudios Económicos BBVA
- MARTIN, Reiner, ROMA, Moreno VANSTEENKISTE, Isabel: “*Regulatory reforms in selected EU network industries*”. Occasional Paper, Series Nº 28/April 2005. European Central Bank
- PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio: “*Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*”, Madrid, julio, 2005.