

# EL «MERCADO» DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA: ESTRUCTURA, FUNCIONAMIENTO Y RESULTADOS

**LUIS AGOSTI**

**A. JORGE PADILLA**

**ALEJANDRO REQUEJO (\*)**

LECG Consulting Spain.

Como indica su título, el objeto de este artículo es proporcionar una panorámica de la estructura, funcionamiento y resultados del «mercado» de generación eléctrica en España desde su desregulación en 1998 hasta nuestros días. De forma más precisa, el lector encontrará en estas páginas una breve historia del proceso liberalizador (segundo apartado);

una descripción de la estructura del mercado y de su evolución en el tiempo, así como un análisis de la existencia de poder de mercado (tercer apartado); una somera descripción de cómo funciona el mercado en relación con el ideal de competencia perfecta (cuarto apartado); una evaluación de los resultados del mercado en base a tres criterios: su impacto sobre la eficiencia asignativa, productiva y dinámica del sistema (quinto apartado) y, finalmente, un repaso a los recientes cambios regulatorios.

Aunque el contenido de este artículo es necesariamente técnico y relativamente especializado, no deja de ser de interés para todo economista preocupado por el funcionamiento de los mercados oligopolísticos; por las consecuencias del ejercicio del poder de mercado; por el posible conflicto entre eficiencia estática y dinámica; y por los límites de la intervención regulatoria en este tipo de mercados.

La creación y desarrollo del mercado de generación eléctrica tras la Ley del sector eléctrico 54/97 constituye uno de esos raros «experimentos» que permiten a los economistas analizar hasta qué punto la apertura de un mercado a la competencia asegura un mayor bienestar a los ciudadanos en el corto y largo plazo, así como investigar si el signo positivo o negativo del efecto de la liberalización sobre el bienestar agregado depende del grado de concentración de los mercados liberalizados y de la existencia o no de barreras a la entrada.

En buena medida, este experimento no ha concluido todavía. Es todavía demasiado pronto, por ejemplo, para pronunciarse sobre el impacto de los cambios regulatorios introducidos por el gobierno desde marzo de 2006 hasta la fecha o de las operaciones corporativas centradas en la toma de control de Endesa, aunque ciertamente ambos eventos merecen ser estudiados con atención. Sin embargo, las observaciones acumuladas desde 1998 hasta hoy son su-

ficientemente interesantes para que el lector pueda estar seguro de que no perderá su tiempo si decide proseguir leyendo las secciones que completan este trabajo.

## UN POCO DE HISTORIA: DE LA REGULACIÓN TOTAL A LA COMPETENCIA REGULADA ¶

Parece razonable comenzar nuestro análisis con un breve repaso del proceso de liberalización del sector eléctrico en nuestro país, destacando en particular las causas que lo han hecho posible. El objeto de dicho repaso no es otro que facilitar la comprensión de alguno de los problemas y defectos que caracterizan al mercado de generación eléctrica hoy en día y que son objeto de fuerte polémica.

Hasta el año 1997, el sector eléctrico español estaba compuesto exclusivamente por empresas verticalmente integradas que desarrollaban en su seno todas las actividades propias del suministro energético: esto es, generación, transporte y distribución (1). El sistema eléctrico funcionaba sobre la base del conocido como «Marco Legal Estable» —el Real Decreto 1538/1987 y sus posteriores desarrollos reglamentarios—. El principal objetivo del «Marco Legal Estable» era desarrollar un sistema de tarifas sostenible en el tiempo, que permitiese la realización de las inversiones planificadas, permitiendo la explotación unificada de los medios de producción y transporte y garantizando la estabilidad financiera del sector y de cada uno de los agentes que lo componían. En este esquema de funcionamiento, la Administración se reservaba la función de planificación del sector, tanto en lo referente a la instalación de nueva capacidad de generación como a la construcción de nuevas infraestructuras de red.

En cuanto al mercado de generación, las instalaciones eran retribuidas en función de sus costes estándares reconocidos. Dicha medida de costes incorporaba todos los costes de inversión, mantenimiento y operación, combustible y costes de capital circulante y era asimismo empleada para determinar la tarifa eléctrica. Los ingresos obtenidos a través de la tarifa eran redistribuidos entre las diferentes compañías del sector con el fin de asegurar que cada una de ellas recuperara sus costes estándares de generación. Esta redistribución era necesaria dadas las asimetrías entre distribución y generación de cada operador.

El «Marco Legal Estable» supuso la creación de un mecanismo transparente y automático de fijación de la tarifa que, sin embargo, no reflejaba los costes realmente incurridos por las empresas de generación. El «Marco Legal Estable» proporcionó estabilidad financiera y certeza regulatoria a las empresas del sector. Además, proporcionó claros incentivos a

la reducción de costes, ya que al basar la remuneración de las instalaciones de generación en unos costes estándar fijos y comunes, toda medida que situase los costes reales por debajo de los reconocidos se traduciría en un incremento de los beneficios. Si bien, dada la ausencia de competencia, dichas reducciones de costes no se trasladaron, ni siquiera en parte, a los consumidores finales.

El primer intento, aunque fallido, de liberalización del sistema eléctrico español tuvo lugar en el año 1994, cuando se publica la Ley de ordenación del sistema eléctrico (LOSEN) mediante la cual se crean las bases del proceso de liberalización posterior. El objetivo principal de esta Ley era introducir elementos de competencia y concurrencia en el sistema en correspondencia con las directrices de la Unión Europea y con los procesos de liberalización abiertos en otros países. Se pretendía que el sistema garantizase el suministro con una calidad adecuada y al mínimo coste.

Los principales cambios introducidos por la LOSEN se pueden resumir en el establecimiento de un mercado de generación en competencia, la creación de la actividad de comercialización y la definición de los derechos de acceso a las redes de transporte y distribución. Estas medidas deberían haberse desarrollado mediante dos sistemas paralelos —un sistema verticalmente integrado sujeto a regulación y un sistema con empresas verticalmente separadas y en competencia— de manera similar a lo que es el mercado portugués de electricidad en la actualidad.

Dados los problemas, tanto conceptuales como prácticos, que se derivaban de la coexistencia de un sistema regulado y otro liberalizado, el «Marco Legal Estable» se mantuvo vigente hasta la entrada en vigor de la Ley del sector eléctrico (LSE) de 1997. A diferencia de la LOSEN, la LSE estableció una clara separación vertical de actividades. Se definió un mercado de generación en competencia y se permitió la libre instalación de generadores, dejando la planificación de las inversiones en manos del sector privado. Las actividades de distribución y transporte se mantuvieron como reguladas por tener características de monopolio natural.

En lo que respecta al mercado minorista, se creó la figura del comercializador y se estableció un calendario de apertura del mercado para permitir a los consumidores que lo desearan elegir su suministrador. Finalmente, se liberalizó el acceso a las redes de transporte y distribución mediante el principio de acceso regulado en condiciones de transparencia y no discriminación. De acuerdo con la LSE, la propiedad de las redes de distribución y transporte no concede derechos exclusivos de uso a sus propietarios. Los distintos agentes pueden participar así en las eficiencias que se derivan de la existencia de una única red de transporte y distribución.

La LSE estableció un calendario de liberalización por el que los consumidores cualificados podían contratar el suministro eléctrico con empresas de comercialización en condiciones libremente pactadas. No obstante, la LSE mantuvo, aunque en principio por un plazo limitado, una tarifa regulada en el mercado de suministro, de manera que los consumidores que lo desearan pudieran mantener el suministro con su distribuidora histórica a precios regulados.

En lo que respecta al funcionamiento del mercado de generación de electricidad, la LSE abrió el mercado a la competencia. En dicho mercado la retribución de las instalaciones de generación viene determinada por el precio marginal del sistema (2), que para cada hora del día es igual al precio al que se oferta la unidad de generación más cara cuyo concurso es necesario para satisfacer la demanda de dicha hora.

En principio, los precios a los que se ofertan las diferentes instalaciones o plantas de generación deberán reflejar sus costes incrementales que vienen principalmente determinados por los costes de combustible. Así pues, dado el mecanismo de mercado estipulado en la LSE, la rentabilidad de la actividad de generación y, en particular, la de los nuevos proyectos de generación debería estar sujeta a la obtención de un suministro de combustible en condiciones competitivas y a la capacidad de cada agente de reducir sus costes con respecto a los de sus competidores.

Llegados a este punto, cabe preguntarse cuáles han sido los factores que han posibilitado el proceso de liberalización iniciado con la publicación de la LSE. Entre otras muchas razones, la liberalización del sector ha sido posible gracias a las mejoras tecnológicas en las redes de distribución y transporte, que han posibilitado la competencia entre generadores situados en regiones cada vez más distantes; la aparición de tecnologías de generación escalables, como los ciclos combinados con costes de inversión y periodos de construcción muy inferiores a los de las tecnologías de generación convencionales; la relativa estabilidad en los precios de los combustibles necesarios para la producción de electricidad, al menos hasta el 2005; y la

reducción de los tipos de interés, que ha facilitado la inversión necesaria para garantizar el suministro.

Tras diez años de vigencia de la LSE, el proceso de liberalización no se puede dar por completado. Como veremos en secciones posteriores, el sistema eléctrico en España, y en particular el mercado de generación, presenta numerosos problemas estructurales que dificultan el funcionamiento eficiente de los mercados y que justifican su reforma. Aunque las reformas no han dejado de producirse, no parece que lo que se ha hecho permita poner punto final al proceso de liberalización.

### ESTRUCTURA SECTORIAL Y COMPETITIVA EN EL MERCADO DE GENERACIÓN ↓

La actual estructura competitiva del mercado de generación es fruto del proceso de privatizaciones y concentraciones anteriores a la liberalización del sector en el año 1997. Este proceso comenzó a principios de los años noventa cuando Endesa absorbió empresas como Viesgo o GESA, continuó con la creación de Iberdrola como resultado de la fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica, y tuvo su impulso final en 1996 con la toma de control de Sevillana de Electricidad y de FECSA por parte de Endesa.

Así pues, de forma un tanto desafortunada, el proceso de liberalización del mercado de generación en España se puso en marcha en el momento de máxima concentración del mismo. Tal grado de concentración, que se redujo en cierta medida entre el 2001 y 2002 como consecuencia de la venta de Viesgo a Enel por parte de Endesa y la entrada de Gas Natural en el mercado de generación, sigue siendo muy elevado.

### Concentración horizontal ↓

Hoy, como en 1998, cuando se abrió a la competencia, el mercado de generación está dominado por dos empresas, Endesa e Iberdrola, entre las cuales controlan más del 55% de la capacidad de generación peninsular total, tal y como se puede ver en el cuadro 1.

CUADRO 1  
POTENCIA INSTALADA POR GRUPO EMPRESARIAL EN EL 2006

Generador	Potencia Neta Régimen Ordinario	(%)	Potencia Neta Régimen Especial	(%)	Potencia Neta Total	(%)
Iberdrola Generación, S.A.	20.017	35	3.500	17	23.517	30
Endesa Generación, S.A.	16.614	29	2.293	11	18.907	24
Unión Fenosa Generación, S.A.	5.959	10	392	2	6.351	8
Gas Natural SDG, S.A.	2.791	5	600	3	3.391	4
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	2.428	4			2.428	n.a.
Enel Viesgo Generación, S.L.	2.259	4			2.259	n.a.
Resto	7.408	13	13.275	66	20.683	27
<b>Total</b>	<b>57.477</b>	<b>100</b>	<b>20.060</b>	<b>100</b>	<b>77.537</b>	<b>100</b>

FUENTE: Ministerio de Industria Turismo y Comercio, Registro de operadores en régimen ordinario y páginas Web de las empresas.

Coexisten en este mercado dos regímenes de generación. La generación en régimen ordinario, que incluye todas las unidades de generación de más de 50 MW y el régimen especial, en el que se incluyen las instalaciones con potencia instalada inferior a 50 MW y que utilizan fuentes de energía renovables (solar, eólica, hidráulica y biomasa), residuos y cogeneración.

Aunque la energía en régimen especial tiene un peso creciente en la cobertura de la demanda de electricidad en España, sigue siendo la producción del régimen ordinario la que satisface la mayor parte de la energía que se demanda en nuestro país. Así, de acuerdo con Red Eléctrica de España (REE), un 81% de la energía suministrada en el año 2006 tenía origen en el régimen ordinario(3). Dado, además, que la propiedad de las instalaciones que forman parte del régimen especial está muy atomizada —con el 66% en manos de productores independientes— al analizar de la estructura competitiva del mercado de generación, y en particular la existencia o no de poder de mercado en el mismo, nos centraremos preferentemente en el régimen ordinario.

En los últimos años, tal y como se aprecia en el gráfico 1, se ha producido una ligera disminución de la concentración del mercado de generación, como consecuencia de la entrada de Gas Natural, cuya cuota de mercado creció del 2% al 5% entre 2003 y 2006, y de diversos operadores de menor entidad, cuya cuota combinada de capacidad instalada fue del 13% en 2006. En consecuencia, el índice de concentración HHI ha descendido desde los 2.817 puntos en 2003 hasta los 2.253 puntos en el año 2006 (4).

Además de ser un mercado altamente concentrado, el mercado español presenta el problema adicional

de tener limitada su capacidad de interconexión con Francia y, por tanto, con el resto de Europa. A pesar de contar con la posibilidad de interconectar con los sistemas eléctricos de Portugal y Marruecos, la capacidad de interconexión en España es muy inferior al 10% recomendado por la Comisión Europea, lo que convierte a nuestro país en una verdadera «isla eléctrica», en la que los intercambios internacionales son necesariamente muy limitados (5).

### Integración vertical

Una diferencia importante entre las empresas instaladas antes de 1998 y las empresas que han entrado en el mercado de generación durante el proceso de liberalización posterior a 1998 es que las primeras son empresas verticalmente integradas que operan en toda la cadena de valor del mercado (generación, distribución y comercialización), mientras que las empresas que han entrado en el mercado en fechas recientes, como Gas Natural, no tienen presencia en la actividad de distribución.

Como veremos más adelante, ésta es una cuestión muy relevante, dado que la política de fijación de precios de una empresa de generación depende de cual sea la posición que tenga el grupo empresarial al que pertenece como vendedor o comprador neto de electricidad en el mercado. Un grupo empresarial con una posición vendedora neta (esto es, que genere más energía de la que compra como suministrador en el mercado) tendrá incentivos a elevar el precio marginal del mercado de generación en la medida de lo posible. Por el contrario, si su posición neta fuera compradora, preferiría que dichos precios fueran tan reducidos como fuera posible. Por otra parte, debe tenerse en cuenta que las empresas eléctricas verticalmente in-

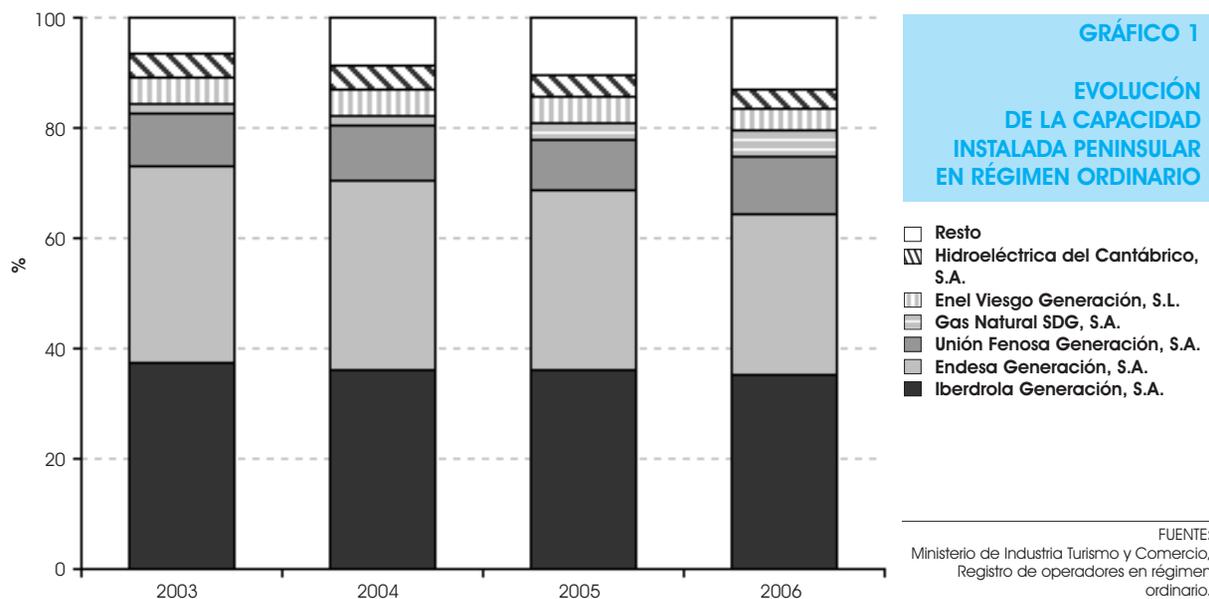
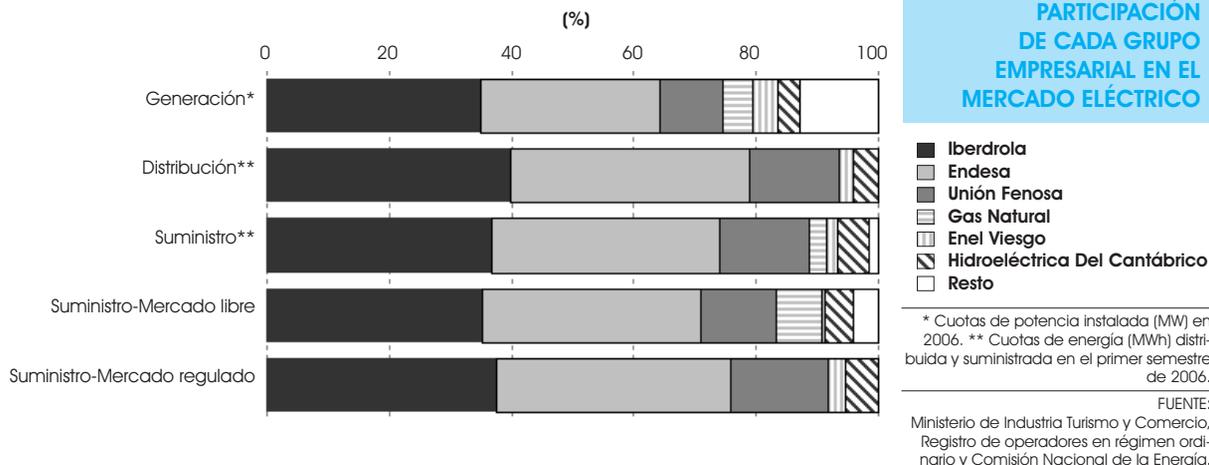


GRÁFICO 2

PARTICIPACIÓN DE CADA GRUPO EMPRESARIAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO



tegradas gozan de una cobertura natural contra el riesgo derivado de las fluctuaciones del precio de los combustibles necesarios para generar que no está al alcance de sus competidores no integrados.

Como puede verse en el gráfico 2, Endesa e Iberdrola no sólo están verticalmente integradas, sino que además tienen cuotas de mercado muy similares tanto en el mercado de generación como en la actividad de distribución y los mercados de suministro (libre y regulado). Por el contrario, empresas como Gas Natural están presentes únicamente en el mercado de generación y en el mercado libre de suministro, muy inferior en términos de volumen de energía suministrada al mercado regulado.

A partir de los datos del gráfico 2 es posible determinar las posiciones netas generación-suministro (producción-compra) de las diversas empresas que operan en el territorio peninsular español. Así, Iberdrola estaría en una posición neta aproximadamente neutra (ni vendedora ni compradora), mientras que Endesa y Unión FENOSA estarían en posición neta compradora y Gas Natural y Enel Viesgo en posición neta vendedora. En principio, parecería pues que Endesa, Unión FENOSA y, en menor medida, Iberdrola estarían interesadas en precios de generación reducidos. Sin embargo, las peculiaridades de la regulación española hacen que ello no sea así. En la medida en que las empresas que, por contar con activos de distribución, se encargan de suministrar al mercado regulado (esto es, en el que los consumidores pagan una tarifa fijada por el gobierno) y la remuneración que obtienen por tal desempeño es independiente del precio del mercado, lo relevante no es la posición neta entre generación y suministro total, sino entre generación y suministro libre.

Cuando los cálculos se realizan de esta manera, se observa que todas las empresas que actúan en el

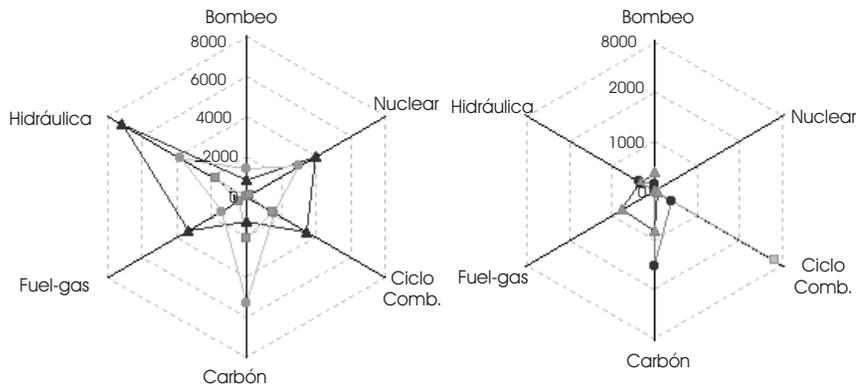
mercado de generación están en posición neta vendedora. Por tanto, a pesar de la integración vertical (6), se puede concluir que las empresas de generación en España prefieren claramente que los precios de generación sean elevados.

Mix de generación: régimen ordinario

Otra de las características estructurales que es necesario tener presente en el análisis del funcionamiento competitivo de un mercado de generación es el comúnmente conocido como *mix* de generación; esto es, el conjunto de tecnologías de generación que tiene cada empresa y el del sistema en su conjunto.

Las diferentes tecnologías empleadas en la generación de electricidad se distinguen unas de otras por su coste variable y su flexibilidad —esto es, su capacidad para variar su potencia en un determinado periodo de tiempo (7)—. Las tecnologías más caras —las centrales de fuel-gas— son las más flexibles: únicamente operan unas pocas horas al año (cuando la demanda es muy alta). En el otro extremo, las centrales nucleares son las que presentan un menor coste de operación. Sin embargo, estas centrales son muy poco flexibles y tienen que operar de manera regular durante la mayor parte del año. La energía hidráulica tiene un coste de operación muy bajo y una gran flexibilidad pero está sujeta a las disponibilidades de agua. Finalmente, los costes de operación de las centrales ciclos combinados de gas y de carbón se sitúan a un nivel intermedio. La flexibilidad operativa de ambos tipos de centrales es muy elevada.

La entrada de nuevos agentes en el mercado de producción mayorista ha venido fundamentalmente ligada a la construcción de las centrales de ciclo combinado de gas natural. Esta tecnología de generación es una de las más eficientes y con menor impacto ambiental. Las inversiones necesarias para la construcción



**GRÁFICO 3**  
**MIX DE GENERACIÓN POR GRUPO EMPRESARIAL. POTENCIA INSTALADA PENINSULAR EN RÉGIMEN ORDINARIO EN EL 2006. MW**

▲ Iberdrola  
 ● Endesa  
 ■ Unión Fenosa  
 ■ Gas Natural  
 ● Hidrocantábrico  
 ▲ Enel Viesgo

FUENTE:  
 Ministerio de Industria Turismo y Comercio,  
 Registro de operadores en régimen ordinario.

y puesta en marcha de estas centrales es relativamente reducida. Su construcción requiere un corto plazo de ejecución y su operación goza de una gran flexibilidad. Es junto a las energías renovables, la única tecnología empleada en los nuevos proyectos de generación eléctrica. Su entrada en el mercado ha permitido pues la sustitución de las tradicionales plantas de generación de fuel-gas, mucho menos eficientes.

Atendiendo al *mix* de generación de cada grupo empresarial, observamos cómo mientras los operadores ya presentes en el mercado antes de la liberalización del sector se caracterizan por un *mix* de generación muy diversificado, el resto de operadores de régimen ordinario utilizan una misma tecnología de generación: los ciclos combinados.

Como se puede ver en el gráfico 3, Endesa e Iberdrola cuentan con estructuras de generación muy diversificadas, aunque claramente asimétricas. Mientras que el parque de generación de Endesa cuenta una mayor proporción de generación mediante centrales de carbón, Iberdrola tienen una mayor proporción de generación hidráulica y ciclos combinados. Unión FENOSA muestra un grado de diversificación mucho menor, centrada sobre todo en centrales de carbón y ciclos combinados.

El grado de diversificación de los operadores de menor tamaño —Hidrocantábrico, Enel Viesgo o Gas Natural— es todavía menor. Así, Hidrocantábrico tiene sobre todo centrales de carbón; Enel Viesgo, centrales de carbón y fuel gas; y Gas Natural únicamente tiene centrales de ciclo combinado.

#### Mix de generación: régimen especial

Mención aparte merecen la energía del régimen especial, que ha pasado de contar con una capacidad instalada de 6.000 MW en el año 1998 a más de 21.000

MW en 2007. Este aumento se ha debido a la reducción de los costes de estas tecnologías, principalmente la eólica, y a una política de fomento de las energías renovables motivada por la necesidad de disminuir la elevada y creciente dependencia energética de España y cumplir con los objetivos del Protocolo de Kyoto. En este sentido, las tecnologías de régimen especial son tecnologías de generación «limpias» que ayudan a cubrir un alto porcentaje de la demanda, en ocasiones cercano al 20% de la demanda total peninsular.

En lo que respecta las cuotas de mercado de los principales operadores en el régimen especial, Iberdrola cuenta con un 17% de la potencia instalada seguida de Endesa con un 11%, Gas Natural con un 3% y Unión FENOSA con un 2%. El 66% restante se encuentra en manos de multitud de empresas, todas con cuotas cercanas al 1%. Luego, a diferencia del régimen ordinario, la estructura de propiedad horizontal del régimen especial está fuertemente fragmentada.

Es importante resaltar que, debido a sus características técnicas, estas tecnologías no proporcionan poder de mercado a quienes las poseen. Un operador eólico no tiene realmente la capacidad de decidir su volumen de generación en un momento dado. Tal decisión está fundamentalmente condicionada al viento disponible. No producir cuando el viento es favorable puede representar un sacrificio elevado. Ello no quiere decir que la entrada de este tipo de centrales no haya tenido un impacto significativo en el funcionamiento del mercado. Muy por el contrario, la evidencia demuestra que los precios del mercado son particularmente bajos en periodos con una alta producción eólica.

#### Índices de «pivotalidad»

Uno de los indicadores más frecuentemente utilizados para medir el grado de competencia en un mercado de generación es el conocido como índice de

«pivotalidad». Este índice toma en consideración la potencia que aporta cada operador al sistema, la potencia total instalada y la demanda total del sistema. Cuando la potencia de un operador es necesaria para satisfacer la demanda total del sistema, se dice que éste es un operador «pivotal». En otras palabras, un operador es pivotal cuando se enfrenta a una «demanda residual» positiva, esto es cuando la diferencia entre la demanda total del sistema y la capacidad de todos sus competidores es positiva. Un operador pivotal tiene, por tanto, capacidad para ejercer poder de mercado, puesto que enfrenta una demanda residual positiva que, por definición, no dispone de alternativas.

Cuando el «margen de reserva o cobertura del sistema» —esto es, la diferencia entre la capacidad total instalada y la demanda del sistema— es suficientemente elevado, ningún operador es pivotal y el mercado tiende a comportarse de manera competitiva. Por el contrario, cuando la demanda es muy elevada y el margen de cobertura se acerca a cero, la capacidad de todos y cada uno de los operadores es indispensable para satisfacer la demanda y, por tanto, todos ellos son pivotaes. Nótese pues que aunque que un operador sea pivotal es tanto más probable cuanto mayor sea su cuota de mercado. Que un operador sea pivotal o no depende del margen de reserva del sistema: si este es reducido, todos y cada uno de los generadores pueden ser pivotaes con independencia de su cuota de mercado.

El indicador más frecuentemente utilizado para medir el grado de pivotalidad de un generador en un mercado de generación concreto es el Índice de Oferta Residual —*Residual Supply Index, RSI*—. Este índice mide hasta qué punto la capacidad instalada de un operador es necesaria para cubrir la demanda en un período concreto de tiempo. El índice *RSI* se define formalmente como:

$$RSI_i = \frac{[Capacidad\ total - Capacidad\ del\ generador\ i]}{Demanda\ Total} \times 100\%$$

La capacidad del generador *i*-ésimo a efectos del cálculo del índice *RSI<sub>i</sub>* esta compuesta por todas

las centrales de generación de dicho operador a excepción de las que se incluyen en el régimen especial (por ejemplo, las eólicas), las de generación hidráulica no fluyente y generación nuclear, puesto que al no ser la potencia modulable, su producción no puede ser retirada del mercado con el fin de elevar los precios y, por tanto, no otorga poder de mercado. (De la misma manera la capacidad total del sistema y su demanda total deben ajustarse mediante la resta de la capacidad instalada no retirable).

El índice *RSI<sub>i</sub>* toma un valor igual a cero cuando toda la capacidad instalada retirable del sistema está en manos de un único operador; toma un valor inferior a 100% cuando la capacidad instalada retirable del generador *i*-ésimo es necesaria para satisfacer la demanda (esto es, cuando su demanda residual es positiva; y un valor igual o superior a 100% cuando la capacidad instalada retirable del generador *i*-ésimo no es necesario para satisfacer la demanda.

Dado que la demanda varía de un día a otro y de una hora a otra, el índice *RSI<sub>i</sub>* debe calcularse para todas las horas del año. Se considera que un operador goza de poder de mercado cuando su índice *RSI<sub>i</sub>* es igual o inferior a 110% durante más del 5% de las horas del año.

Este indicador se ha utilizado con éxito para medir el poder de mercado de las empresas de generación en distintos mercados eléctricos. La relación entre el índice *RSI<sub>i</sub>* y la capacidad de los agentes para ofertar precios por encima de costes ha sido demostrada para el mercado de California por Newbery *et al.* (2004) (8). Estos autores demostraron que en media el índice *RSI<sub>i</sub>* debía ser superior a 120% durante todo el año para observar precios competitivos.

Los últimos datos sobre índices *RSI* publicados por la Comisión Europea para el mercado de generación en España (reflejados en el cuadro 2) muestran que durante el período 2003-2005 dos empresas han tenido un índice *RSI* inferior al 110% durante más del 5% de las horas. De acuerdo con estos resultados, al menos dos de las empresas que operan en el mercado

CUADRO 2  
ÍNDICES *RSI* EN ESPAÑA. PERIODO 2003-2005

RSI Resultado	Compañía A	Compañía B	Compañía C	Compañía D
2003-05 hrs < 110%	10.805	0	12.946	164
% hrs < 110%	41,10%	0,00%	49,20%	0,60%
2003 hrs < 110% 2.823	0	4.072	0	
% hrs < 110%	32,20%	0,00%	46,50%	0,00%
2004 hrs < 110% 3.844	0	4.546	1	
% hrs < 110%	43,80%	0,00%	51,80%	0,00%
2005 hrs < 110% 4.138	0	4.328	163	
% hrs < 110%	47,20%	0,00%	49,40%	1,90%

FUENTE: Comisión Europea, DG Com, «Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005 Part II». Febrero de 2007.

de generación español —y no hay que especular mucho para identificar en ellas a Endesa e Iberdrola— gozan de poder de mercado (9).

### Conclusiones ↓

El mercado de generación en España se caracteriza por estar fuertemente concentrado, si bien se observa un descenso paulatino en las cuotas de potencia instalada de los operadores más relevantes, Iberdrola y Endesa, en favor de empresas entrantes en el mercado de generación, entre las que destaca Gas Natural.

Existen diferencias significativas entre las empresas instaladas con anterioridad al año 1998 y las empresas que han entrado tras la desregulación. Las primeras muestran un alto grado de integración vertical y tienen un *mix* de generación más diversificado que los nuevos entrantes, los cuales operan básicamente con una única tecnología.

Por último, el cálculo de los índices *RSI* para el mercado de generación español confirma lo indicado por los índices de concentración más estándar: al menos dos operadores tienen capacidad para ejercer poder de mercado durante un gran número de horas del año.

No deberían sorprender, por tanto, las constantes referencias al alto grado de concentración y a la falta de competencia en el mercado de generación realizadas a lo largo de los últimos años, tanto por parte de las autoridades de competencia como por las autoridades de regulación. Dicha falta de competencia ha producido desconfianza en el valor informativo de las señales de precio que emite el mercado de generación, lo que ha llevado a que dichas señales no hayan sido empleadas para la elaboración de tarifas aditivas que tuviesen en consideración el precio mayorista de la electricidad (10).

En consecuencia, los precios del mercado regulado se han mantenido casi de manera constante por debajo de los precios del mercado libre, lo que ha su vez ha frustrado el desarrollo de la competencia en el mercado minorista y ha generado un fuerte déficit tarifario, al no ser las empresas distribuidoras capaces de recuperar los costes de compra de la electricidad en el mercado mayorista a través de las tarifas que recaudan en el mercado regulado.

Para solucionar estos problemas el actual gobierno ha establecido a lo largo del último año diversas medidas orientadas a disminuir el grado de concentración efectiva del mercado de generación para así incrementar el grado de competencia en el mismo y poder establecer una tarifa aditiva real para el mercado regulado. (Véase el sexto apartado de este trabajo y las referencias que allí se citan).

## EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE GENERACIÓN ↓

El mercado de generación es el mercado mayorista en el que los agentes productores de electricidad venden la electricidad a distribuidores y comercializadores. Dentro de este mercado se incluye tanto la energía que se vende a través de contratos bilaterales físicos como la energía que se vende en el mercado organizado o *pool*, donde se realiza la práctica totalidad de las transacciones.

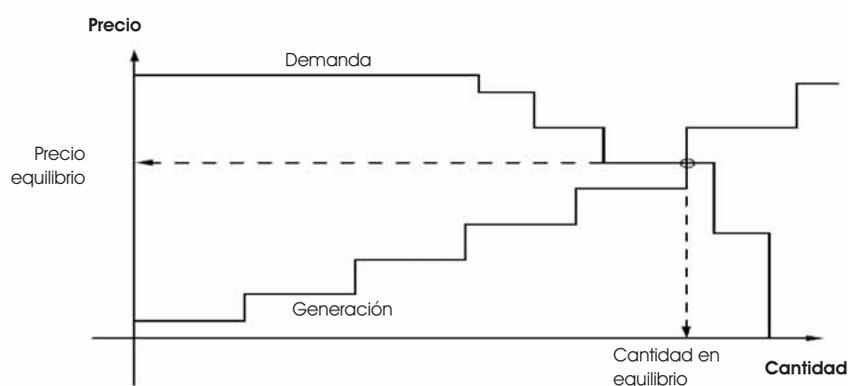
El mercado organizado o *pool* se estructura sobre la base de una serie de mercados sucesivos en los que se va ajustando la oferta y la demanda de electricidad. El más importante de estos mercados es el «mercado diario», en el que se negocia la energía para cada una de las horas del día siguiente. Con posterioridad a la casación en el mercado diario, realizada sobre la base de las previsiones de demanda horaria del día anterior, las empresas oferentes y demandantes de energía pueden ajustar sus posiciones en los «mercados intradiarios» y los procesos de resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos. Gracias a estos mercados de ajuste el sistema puede acomodar las inevitables discrepancias entre la demanda real y la prevista y los generadores pueden optimizar sus programas de operación dadas las características técnicas de sus plantas.

Desde el punto de vista de competencia todos los mercados que integran el mercado organizado son parte de un mismo mercado relevante (11). El mercado diario es de entre todos ellos el mercado más importante, puesto que en él se negocia aproximadamente el 85% de la energía y es el mercado con mayor influencia en la formación del precio de generación.

### El mercado diario ↓

En el mercado diario, los agentes productores, o unidades de producción, realizan ofertas de venta de energía para cada una de las horas del día siguiente, mientras que las unidades de adquisición realizan ofertas de compra de energía. Las empresas ofrecen sus plantas de forma separada especificando producción y precio. Del mismo modo, los compradores de electricidad realizan ofertas de compra, especificando las cantidades que desean comprar y el precio que están dispuestos a pagar por ellas.

Para cada hora día se genera una curva de oferta y otra de demanda. La curva de oferta se obtiene mediante la agregación de las cantidades de energía ofertadas por los productores ordenadas de manera ascendente en función de su precio. La curva de demanda se obtiene de manera similar ordenando de



**GRÁFICO 4**  
**REPRESENTACIÓN ESTILIZADA DEL MERCADO DE GENERACIÓN**

FUENTE:  
 Elaboración propia

manera descendente las cantidades ofertadas por los compradores. El gráfico 4 muestra una curva de demanda y otra de oferta horaria.

El resultado de la casación de la oferta y la demanda en el mercado diario es una combinación precio-cantidad donde oferta y demanda se igualan. En este punto de equilibrio no se produce más energía puesto que el precio demandado por la siguiente unidad de generación excede el precio que los compradores están dispuestos a pagar por dicha energía. El precio de equilibrio o «precio marginal» es por tanto el precio ofertado por el generador más caro necesario para satisfacer la demanda. Todas las unidades que han realizado una oferta de producción a un precio inferior al precio de equilibrio, o precio de casación, son casadas en equilibrio y reciben una misma remuneración por MWh: el precio de equilibrio. Este es por tanto un mercado marginalista que funciona en la práctica como una subasta de «precio uniforme» (12).

### La orden de mérito económico y el ideal de la competencia perfecta ↓

En un mercado en competencia perfecta las ofertas de venta se realizarían a precios que reflejasen exactamente los costes variables de operación (siempre y cuando la demanda del sistema no exceda a la capacidad total disponible). Si un productor ofertase una cantidad a un precio por encima de sus costes de producción, correría el riesgo de quedarse fuera del mercado y no producir, puesto que otros productores podrían realizar ofertas a precios menores.

Así pues, la curva de oferta de un mercado en competencia viene dada por la curva de mérito económico de las diferentes tecnologías disponibles en el mercado. El gráfico 5 muestra de manera esquemática la orden de mérito económico del sistema eléctrico español en función del coste aproximado de cada tecnología de generación. Las tecnologías

con un menor coste de operación son la nuclear y la hidráulica fluyente. El carbón muestra unos costes de producción intermedios, ligeramente inferiores a los de los ciclos combinados. Por último, la generación térmica por fuel-gas es la más cara de todas. La energía hidráulica fluyente tiene un coste variable muy bajo, sin embargo presenta dos características que la hacen muy diferente, es una energía limitada por la disponibilidad de agua y a la vez almacenable. Por ello, su gestión requiere que esta energía sea ofertada siempre a su *coste de oportunidad*, que viene dado por el mayor precio al que puede ser casada en un horizonte temporal concreto.

De acuerdo con la orden de mérito, las centrales que marcan precio en un mercado competitivo son las térmicas de carbón, cuando la demanda es baja, los ciclos combinados, cuando la demanda alcanza niveles medios o altos, y las centrales de fuel-gas, en las horas de demanda más altas.

En un mercado marginalista competitivo, en el que las unidades de producción sólo recibirían un pago por la energía producida, las unidades de generación que operaran con costes variables cercanos al precio marginal no podrían recuperar el 100% de sus costes fijos, a menos que se permitiera que los precios de mercado se disparasen hasta alcanzar el coste de oportunidad de la energía no suministrada (ENS o *value of lost load*) de producirse un exceso de demanda por falta de capacidad instalada. En otras palabras, si el precio de mercado tuviese una cota superior situada por debajo del valor de la ENS, el precio marginal de la electricidad sería insuficiente para atraer la inversión socialmente deseable; esto es, la necesaria para garantizar el suministro.

Por ello que en un mercado de generación competitivo, en el que existe *de facto* o *de iure* un techo a los precios de mercado, los generadores deberían recibir un pago complementario, o pago por garantía de potencia, que les retribuyera por tener suficiente

capacidad disponible o, en otras palabras, por contribuir a garantizar el suministro.

Los generadores que operan en España reciben tal «pago por garantía de potencia» que les remunera en función de la capacidad puesta a disponibilidad del sistema, haya o no haya entrado en funcionamiento. Este pago es objeto de un intenso debate. Su nivel es insuficiente y su diseño ineficiente, entre otras razones porque no depende del margen de reserva, por lo que no proporciona señales eficientes a la inversión (13). El gobierno ha encargado a la Comisión Nacional de la Energía (CNE) que estudie la implantación de un mecanismo de pago por «capacidad» más eficiente (14).

### Competencia efectiva versus competencia perfecta ↓

El mercado organizado dista mucho de ser un mercado en competencia perfecta. Como hemos visto en la sección anterior, es un mercado que muestra una elevada concentración, en el que determinados operadores gozan de poder de mercado durante muchas horas del año. Durante tales horas, los operadores con una posición pivotal en el mercado no sólo tienen la capacidad de elevar los precios del mismo, retirando parte de su «capacidad» del mercado (por ejemplo, ofreciéndola a precios muy elevados), sino que también tienen el «incentivo» a ejercer dicho poder de mercado.

Cuando un operador pivotal retira parte de su capacidad del mercado, el sacrificio financiero que supone tal retirada puede quedar más que compensado por el incremento de los ingresos que resulta de la elevación del precio del mercado. Dicho incremento de ingresos es igual al producto del incremento de los precios por la capacidad instalada infra-marginal, en manos de dicho operador. La capacidad infra-marginal de un operador es aquella cuyo coste marginal es inferior al precio marginal del sistema. Luego si la capacidad infra-marginal de un operador pivotal es elevada, su incentivo a elevar el precio de mercado es indiscutible pues el aumento de los ingresos derivado del mayor precio que reciben todas sus unidades infra-marginales, compensa las pérdidas por la capacidad retirada. En España, Endesa e Iberdrola no sólo son pivotaes sino que poseen cuotas de mercado de capacidad infra-marginal muy elevadas por lo que, en ausencia de otros factores, tendrían cada una de ellas tanto el incentivo como la capacidad de elevar el precio de mercado por encima de sus niveles competitivos.

Sin embargo, los incentivos con respecto a los precios de muchas de las empresas que operan en este mercado, en concreto las establecidas antes de la liberalización del mercado, han estado condicionados por otros factores. En primer lugar, como discutimos en el tercer apartado, en su segundo epígrafe, el im-

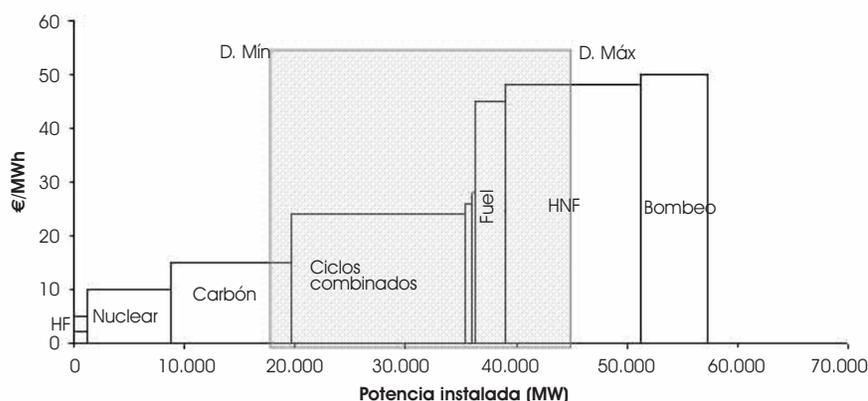
pacto de una elevación del precio de mercado sobre la cuenta de resultados de las empresas eléctricas depende de su grado de integración vertical.

Aunque Kühn y Machado (2005) han demostrado empíricamente con datos del propio mercado español que la integración vertical tiende de hecho a moderar los precios de mercado (15), cabe dudar si el impacto de la integración vertical sobre los incentivos a fijar precios elevados ha sido todo lo importante que hubiera podido ser. Ello es así porque en estos años la remuneración correspondiente a la actividad de distribución no ha estado realmente afectada por el precio del mercado de generación. Durante alguno de los años del periodo analizado, los incrementos de precio se traducían en un descenso de los cobros correspondientes a los costes de transición a la competencia.

En los últimos años, desde el 2005 en adelante, el incremento de precios ha generado un «déficit tarifario» que en el fondo no es tal porque las empresas eléctricas han sido compensadas de manera que su retribución no se ve afectada por la insuficiencia de la tarifa eléctrica. Serán los consumidores presentes y futuros los que tengan que pagar el incremento de precios. En tanto que la remuneración por el suministro regulado es independiente del precio de mercado, el efecto moderador de la integración vertical queda fuertemente mitigado.

Por otra parte, hasta fecha muy reciente (16) el mecanismo de recuperación de «costes de transición a la competencia», los denominados CTC, condicionaba de forma sustancial los incentivos de las empresas de generación a la hora de ofertar sus unidades de generación. Este mecanismo tenía por objeto asegurar que las empresas establecidas con anterioridad a la LSE pudiesen recuperar las inversiones realizadas bajo el Marco Legal Estable. Así, siempre y cuando el precio marginal del sistema se situase por debajo de 36 €/MWh, las empresas recibirían una compensación por lo que se consideraba que eran sus costes de inversión no recuperados o costes varados (*stranded costs*).

El valor agregado de tal compensación se calculaba como la diferencia entre los ingresos declarados por el conjunto de los distribuidores por su actividad de suministro a tarifa y los costes de las actividades reguladas, que incluían los costes de los distribuidores en sus compras de energía al mercado. El reparto de esta cantidad entre los operadores con derecho a cobro se realizaba en función de unos porcentajes previamente establecidos (las conocidas como cuotas CTC). Finalmente el saldo pendiente de cobro de cada una de las empresas se minoraba por una cuantía igual al exceso de ingresos generados si el precio medio recibido por dicho operador era superior a 36 €/MWh.



**GRÁFICO 5**  
**CURVA DE MÉRITO ECONÓMICO**

RE: Régimen Especial. HF: Hidráulica Fluyente. HNF: Hidráulica no fluyente. FG: Fuel-gas. La producción hidráulica no fluyente se retribuye al precio marginal.

FUENTE:  
Elaboración propia

La existencia de estos ingresos alteró de manera sustancial el comportamiento de las empresas en el mercado de generación. El precio de 36 €/MWh actuaba con un *price cap* implícito, dado que todo precio por encima de este límite conllevaba una reducción de los cobros por CTCs. Un incremento del precio de mercado producía pues dos efectos. Por una parte, las empresas aumentaban sus ingresos en el mercado de manera proporcional a su cuota de generación. Por otra, el incremento de precios podía producir una reducción en los ingresos por CTC de dichas empresas. Este segundo efecto era proporcional a sus cuotas CTC. De este modo el efecto neto de una subida de los precios para empresas con cuotas de generación superiores a sus cuotas CTC (Iberdrola) era positivo, mientras que por el contrario era negativo para las empresas con una cuota de generación inferior a su cuota CTC (Endesa).

Así pues, el mecanismo de los CTC provocó que determinadas empresas tuvieran incentivos a mantener los precios de mercado artificialmente bajos. Sin embargo, a medida que nuevas unidades de generación fueron entrando en el mercado y a medida que disminuyó la energía contratada por las distribuidoras, la importancia del impacto de los CTCs sobre los precios de mercado se fue reduciendo. Su efecto moderador, en la medida que haya operado realmente, desapareció aún antes de que tales pagos fueran eliminados a mediados de 2006 (17).

En resumen, dada la existencia de operadores con la capacidad y los incentivos para fijar precios por encima de los competitivos, resultaría ingenuo pensar que el funcionamiento y los resultados del mercado ordinario han coincidido o coincidirán con los de un mercado perfectamente competitivo. Aún a pesar de la existencia de factores, como la integración vertical o los CTC, que actúen de contrapeso a la hora de fijar precios elevados, asumir que la liberalización del sector ha producido *per se* un aumento de la eficiencia sería no sólo incorrecto sino también irresponsable.

### EFICIENCIA ASIGNATIVA, PRODUCTIVA Y DINÁMICA

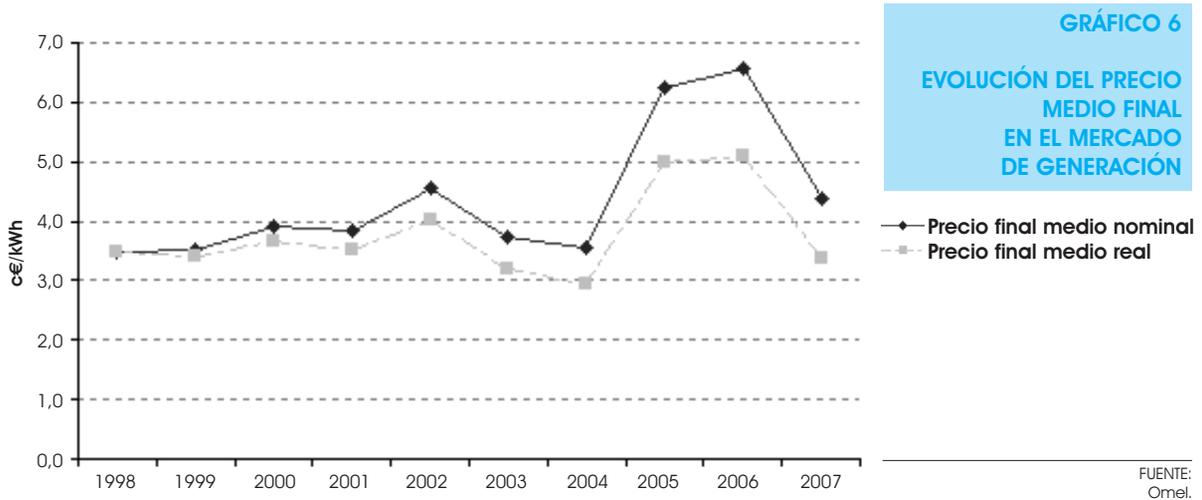
Tras analizar la estructura del mercado de generación y su funcionamiento, cabe pues preguntarse cuáles han sido las ganancias en eficiencia, si es que se han producido, de pasar de un sistema totalmente regulado a un mercado en competencia. Tal y como acabamos de notar, dichas ganancias no pueden ser asumidas dada la naturaleza oligopolística del mercado. En economía se suele distinguir entre tres tipos de eficiencia: la eficiencia asignativa, la eficiencia productiva y la eficiencia dinámica. Analizaremos cada una de ellas por separado.

#### Eficiencia asignativa

Un mercado produce asignaciones de recursos eficientes cuando los precios de mercado reflejan la escasez del bien o servicio que en él se intercambia y los consumidores están incentivados a ajustar su consumo en respuesta a las señales que proporcionan dichos precios.

En lo que respecta a la calidad de las señales de precios, el análisis debe centrarse en la evolución de los precios mayoristas con el fin de determinar si dicha evolución refleja la evolución de los costes de generación y, en particular, dada su importancia relativa, de los costes de combustible. Dicho análisis resulta prácticamente imposible dada la ausencia de datos públicos fiables sobre los costes reales de las plantas de generación instaladas en España. Es por ello que nuestros comentarios sobre este extremo deben tomarse con las precauciones debidas.

El gráfico 6 muestra como el precio de generación se mantuvo relativamente estable hasta el año 2001, coincidiendo con un periodo de relativa estabilidad de los precios de los combustibles empleados en la generación de electricidad y de relativa estabilidad también del margen de reserva, que mide el grado de cobertura de la demanda. Los precios de mer-



cado aumentaron considerablemente en el año 2002, coincidiendo con una caída notable del margen de reserva (gráfico 9), resultado del fuerte incremento de la demanda, muy por encima del incremento previsto. Los precios cayeron de nuevo en 2003 y 2004 para repuntar de manera sustancial en 2005 y 2006, dos años secos con un bajo producible hidráulico y con altos costes de combustibles fósiles. Finalmente, se aprecia un fuerte descenso de los precios en los tres primeros meses de 2007, situándose en términos reales en valores correspondientes al año 1998.

La caída de los precios en 2007 puede ser el resultado de varios factores: el aumento de las precipitaciones, la entrada en funcionamiento de nuevas centrales tanto de régimen ordinario como especial y/o las reformas regulatorias introducidas en 2006 (descritas con cierto detalle en el sexto apartado).

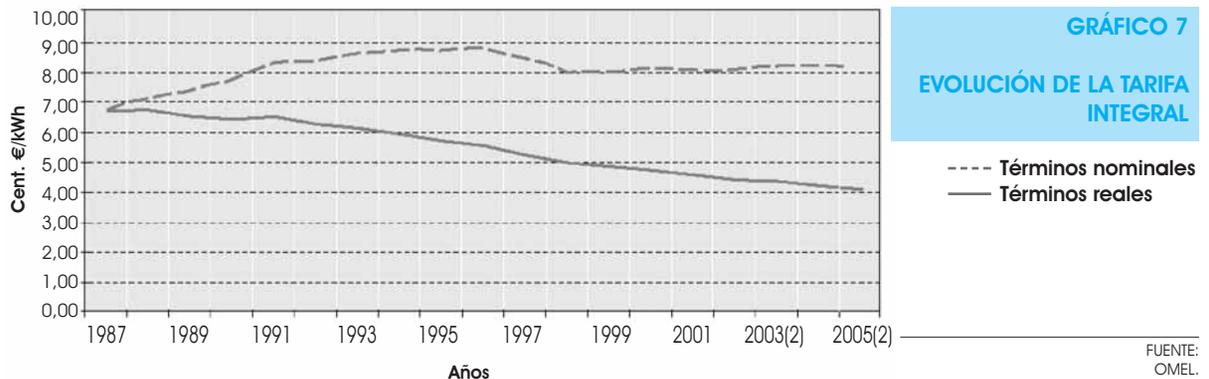
La evolución de los precios en estos años parece por tanto reflejar la propia evolución del coste de los combustibles y el balance oferta-demanda medido a través del margen de cobertura. No es posible, al menos no lo es con los datos a nuestra disposición,

determinar si la evolución de los precios se corresponde exactamente a la de un mercado competitivo y si su nivel es superior al competitivo.

Con independencia de todo ello, el verdadero problema de la liberalización desde el punto de vista de la eficiencia asignativa es que las variaciones en el precio de la energía no se han trasladado a los consumidores finales por lo que la asignación de recursos ha sido y es necesariamente ineficiente. El Gráfico 7 muestra la evolución de los precios minoristas en el periodo considerado. Tomando como referencia la Tarifa Integral del mercado regulado, se observa que si bien la tarifa ha aumentado ligeramente en términos nominales, ha disminuido de manera muy apreciable en términos reales. La evolución de la tarifa y del precio mayorista no guardan relación alguna.

**Eficiencia productiva** ↓

Un mercado es eficiente desde un punto de vista productivo cuando la producción se lleva a cabo al menor coste posible y cuando los agentes económicos tienen incentivos a reducir sus costes con el fin de aumentar su competitividad.



Es difícil, ante la falta de datos detallados sobre la estructura de costes de las empresas de generación, determinar hasta qué punto el funcionamiento del mercado ha asegurado que la producción de energía se produzca al menor coste posible. Existen razones para pensar que ello no ha sido así. Hubiera sido necesario que la curva de oferta para cada uno de los días y horas en que ha funcionado el mercado hubiese coincidido con la curva de mérito económico. Las múltiples discrepancias en las curvas de oferta correspondientes a una misma hora del día (para un mismo día de la semana y un mismo mes del año) hacen sospechar que las curvas de oferta reales se han separado una y otra vez de la de mérito económico. A ello hay que añadir las dificultades del sistema para minimizar sus costes agregados derivadas de la introducción en el mismo de energías renovables como la eólica que por su naturaleza son difícilmente gestionables.

En cuanto a los incentivos al ahorro de costes, el sector eléctrico no se ha diferenciado significativamente del conjunto de la economía española. En un reciente artículo publicado por Salas y Rosell (2006), se analiza la evolución de la productividad de diferentes empresas del sector energético (18). Este artículo estima la productividad del trabajo, calculada como el valor añadido real por trabajador, y la productividad del capital, calculada como el valor añadido sobre activos de explotación. Finalmente calcula la productividad total de los factores de producción ponderando la productividad de cada factor por la elasticidad cruzada entre ambos factores de producción.

Los índices de productividad de las empresas del sector de la energía en el periodo 1995-2005 muestran una tasa de variación anual acumulada negativa, cercana a menos 0,2%. Si descomponemos la productividad por factores, la evolución ha sido muy diferente. Mientras que la productividad del capital muestra una tasa de crecimiento anual negativa en el periodo de -1,2%, la productividad del trabajo ha crecido a un ritmo del 2,4% anual.

Especialmente llama la atención el caso de REE, que ha aumentado la productividad del trabajo en un 8.7% anual desde el año 2000, probablemente por la existencia de un exceso de mano de obra previo a la liberalización. En conjunto, el mayor peso del capital en los factores de producción provoca que la productividad total haya tenido una evolución negativa.

En el cuadro 3, tomando como referencia el año 1995, se observa un descenso de la productividad entre los años 1995 y 1999, especialmente pronunciado en el caso de Endesa y Gas Natural. Es únicamente a partir del año 2001-2002 cuando se observa, en media, una ligera recuperación de la productividad.

### Eficiencia dinámica ↓

En lo que respecta a los incentivos a la inversión, en el gráfico 8 se pueden distinguir dos periodos.

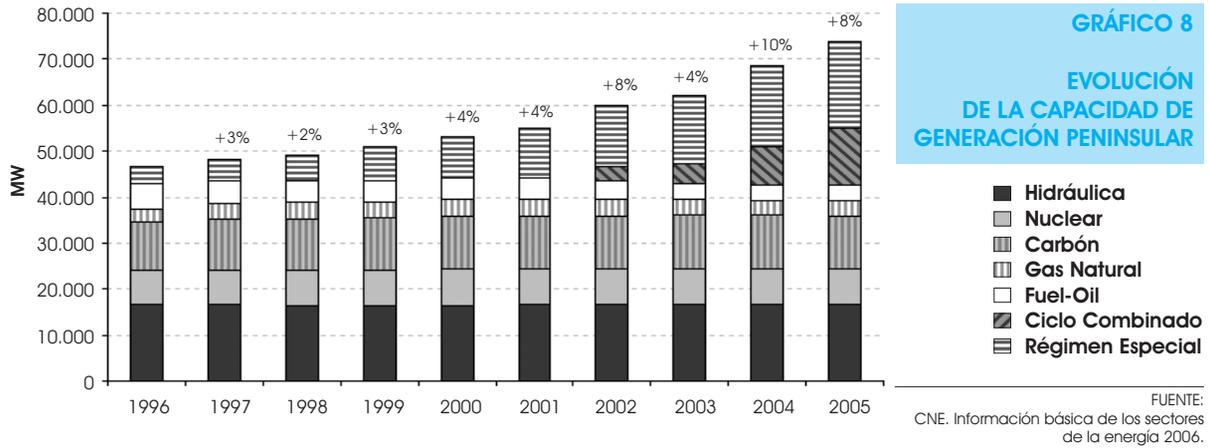
Entre los años 1996 y 2002, se aprecian tasas de crecimiento de la capacidad instalada entre el 2% y el 4%, derivadas del aumento de la capacidad instalada en el régimen especial. Es a partir del año 2003 cuando se observa un incremento notable en la inversión en capacidad en régimen ordinario, en especial en centrales de generación de ciclo combinado. La ausencia de inversión en el primer periodo puede haberse debido, en parte, a la incertidumbre derivada del cambio del modelo sectorial.

Como resultado del bajo ritmo de inversión durante el periodo 1996-2002 se produjo un descenso significativo del índice de cobertura de la demanda o margen de reserva del sistema. Este índice, que representa el margen entre la capacidad instalada y la demanda, se situó en los años 1999 a 2002 por debajo de lo que se considera su valor deseable: 1,1. A partir del año 2003 se aprecia una ligera recuperación de dicho margen, sin llegar a situarse, no obstante, en los valores anteriores a 1998.

CUADRO 3  
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD TOTAL DE LOS FACTORES

Año	Cepsa	Endesa	Gas Natural	Hidrocarburos	Iberdrola	Red Eléctrica	Repsol YPF	Unión Fenosa	Sector energía
1995	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1996	76,9	78,0	84,6	83,8	127,4		76,5	94,5	93,4
1997	95,8	70,6	82,7	84,3	112,5		77,5	103,0	90,5
1998	113,5	66,0	90,0	87,3	117,2		79,5	94,2	90,9
1999	93,9	52,7	97,1	86,1	118,1		56,9	97,8	76,2
2000	115,3	60,4	98,4	100,4	118,4	100,0	88,1	73,3	92,2
2001	108,2	58,6	102,0	77,9	117,7	95,8	81,1	72,2	86,7
2002	90,7	64,3	128,9		14,2	62,8	82,0	77,1	87,2
2003	128,3	61,1	95,4		116,8	79,9	91,8	81,5	90,2
2004	120,4	60,8	92,6		119,0	85,4	94,9	80,2	91,1
2005	133,3	70,6	88,7		116,0	75,3	101,9	95,3	97,8

FUENTE: Vicente Salas Fumas y Jorge Rosell Martínez, 2006.



Según las últimas estimaciones realizadas por la Comisión Nacional de la Energía y por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, parece que el margen de cobertura ha aumentado desde 2005 y seguirá aumentando en los próximos años, llegando a situarse cerca de 1,2, levemente por encima del índice mínimo de seguridad establecido en 1,1 (19).

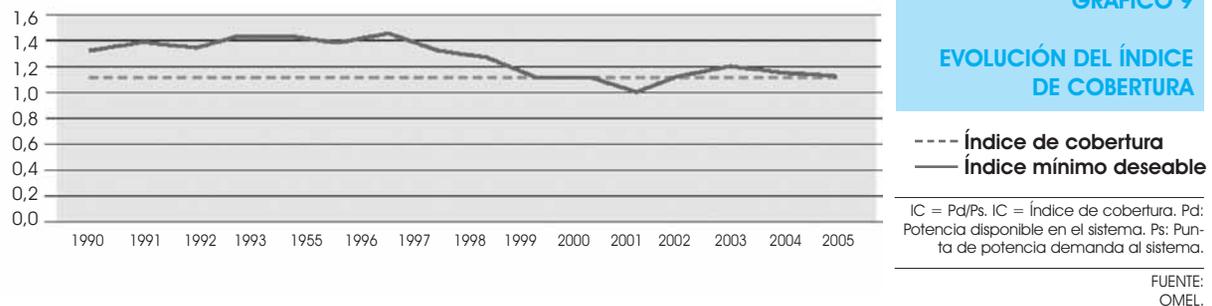
### Conclusiones ↓

Es complicado juzgar el funcionamiento del mercado con los datos disponibles. El efecto de la liberalización sobre el nivel y la evolución de los precios está todavía por determinar. Son múltiples los factores externos al mercado que han condicionado la formación de precios, como por ejemplo los pagos por CTC o los continuos cambios regulatorios, por lo que es difícil, sino imposible, aislar el efecto de la competencia. Además, sería necesario tener en cuenta la evolución de los precios de los combustibles fósiles, la temperatura, etc., antes de poder concluir en una u otra dirección.

Sin embargo, dada la elevada concentración del mercado y el bajo margen de reserva, es de suponer que los precios hayan sido más elevados que los de un mercado perfectamente competitivo y que no

se hayan ajustado a los costes en la misma medida que en un mercado de competencia perfecta. Dichas sospechas parecen haber motivado al gobierno a no adoptar a fecha de hoy una tarifa aditiva que enfrentará a los consumidores a los verdaderos costes de la energía que consumen.

No resulta fácil tampoco dirimir hasta qué punto los precios han proporcionado los incentivos necesarios para fomentar la inversión en nueva capacidad. Tras unos años de inversión reducida, las empresas que participan en el mercado de generación español han invertido sumas importantes, lo que ha permitido incrementar la capacidad instalada de manera sustancial. Sin embargo, dado el fuerte crecimiento de la demanda, incluso ese fuerte incremento en la capacidad instalada ha resultado insuficiente: el margen de cobertura de la demanda a fecha de hoy es reducido lo que afecta negativamente tanto a la seguridad de suministro del sistema como a los precios de mercado. Hay que recordar que es en los periodos en los que el margen se acerca al mínimo cuando los operadores tienen mayor poder de mercado. Finalmente, debe tenerse en cuenta que buena parte del incremento de la capacidad está constituido por centrales eólicas cuya potencia efectivamente disponible es variable y por lo tanto son difíciles de gestionar.



Por último, en lo que respecta a la eficiencia productiva, los datos más recientes ponen de manifiesto que el sector no ha acometido ajustes importantes, probablemente por que no existía mucho margen para la reducción de costes tras la liberalización o, quizás, porque la falta de competencia efectiva no ha forzado a las empresas a reducir sus costes para proteger sus cuotas de mercado.

### RECIENTES CAMBIOS REGULATORIOS Y SU IMPACTO EN LA COMPETENCIA ¶

Los años 2006 y 2007 se han caracterizado por una intensa actividad regulatoria que pretende modificar de manera decisiva la estructura competitiva del mercado de generación para así eliminar toda sospecha de ejercicio de poder de mercado. De tener éxito, los precios de mercado podrían finalmente servir para el establecimiento de una tarifa aditiva que recoja el coste de real de la energía y que, por tanto, permita que la demanda se ajuste a los cambios en dichos costes.

Los cambios están dirigidos a disminuir *de facto* el grado de concentración del mercado de generación sin modificar la estructura de propiedad de las centrales e incentivar el desarrollo de la contratación a plazo.

La primera de esas medidas, introducida en el primer semestre de 2006 mediante la Orden ITC/2129/2006, establece que las distribuidoras deben adquirir parte de la electricidad que precisan para el mercado de suministro a tarifa en el mercado de futuros gestionado por OMIP, el operador portugués del mercado ibérico de electricidad (20). Inicialmente las distribuidoras debían adquirir un 5% de su demanda en dicho mercado, porcentaje que ha aumentado hasta el 10% en el primer semestre del 2007 (21).

En paralelo, el gobierno también ha obligado a los operadores considerados como dominantes, Endesa e Iberdrola, a ceder parte de su capacidad instalada a través de lo que se conocen como subastas de capacidad virtual o emisiones de energía primaria (22). Sin embargo, no se espera que estas subastas tengan un impacto determinante sobre la competencia en el mercado dado que el porcentaje de la potencia instalada que se ha sacado a subasta es relativamente reducido y, en todo caso, inferior al 10%, muy por debajo del 30% necesario para mitigar el poder de mercado de estos operadores de acuerdo con el *Libro Blanco de la Energía* encargado por el Ministerio de Industria (23).

Este conjunto de intervenciones se completa con la publicación, en febrero de 2007, de la Orden ITC/400/2007 (24), por la que se obliga a las distribuidoras a comprar una gran parte de la energía que precisan para el suministro del mercado regulado a

través de la firma contratos bilaterales adjudicados mediante subastas. Con ello se pretende desarrollar un mercado de energía a plazo que defina precios estables durante la duración del contrato sobre cuya base puedan definirse tarifas aditivas que, reflejando los costes reales de la energía, no estén expuestas a la volatilidad de los precios en el mercado spot.

La contratación a plazo no sólo contribuye a dotar de estabilidad al mercado sino que también puede tener efectos pro-competitivos en el mercado diario. Cuando los operadores del mercado de generación tienen parte de su capacidad comprometida en el mercado a plazo, las estrategias de retirada de capacidad son menos rentables. El incremento de precios que produce la retirada de capacidad se aplica sobre un menor volumen de capacidad infra-marginal y, por lo tanto, son menores los beneficios con los que compensar la reducción de ingresos derivada de la retirada de capacidad.

Es todavía pronto para anticipar cuál será el efecto neto de la implantación de estas subastas, ya que no se puede presuponer que la contratación a plazo produzca precios más competitivos que los que ofrece el mercado diario. El diseño de la subasta y el grado de participación de los agentes en éstas serán los aspectos claves que determinarán el grado de competencia del mercado a plazo.

### COMENTARIOS FINALES ¶

Más de un lector se habrá preguntado al comenzar la lectura de este artículo por qué nos referimos al mercado de generación eléctrica como el «mercado». Es muy probable que dicha incógnita haya sido resuelta tras la lectura de las secciones que preceden a ésta. Sin embargo, aún a riesgo de caer en el exceso reiterativo por el que pedimos disculpas anticipadas, nos gustaría explicar el uso de las comillas al referirnos a este mercado.

Un mercado es un mecanismo de formación de precios y asignación de recursos. Dicha asignación, así como los precios que la sustentan, resultarán eficientes cuando los precios que resulten del juego de mercado reflejen adecuadamente el balance oferta-demanda. Esto es, cuando dichos precios proporcionen a los consumidores la información que necesitan para ajustar sus demandas óptimamente, al tiempo que remuneran la oferta de forma que se incentive la inversión si esta fuese necesaria para cubrir posibles excesos de demanda o se produzcan desinversiones de existir excesos de oferta.

Ahora bien, como hemos visto en las secciones precedentes, los precios resultantes de casar oferta y demanda en el mercado de generación español ni reflejan adecuadamente el balance oferta-demanda, ni son los efectivamente pagados por los consumidores, ni

han determinado verdaderamente la remuneración de los grupos empresariales que integran el sistema eléctrico de nuestro país. No sirven pues ni como indicadores de escasez ni como indicadores relevantes para las decisiones de entrada e inversión. Un mercado en el que los consumidores no pagan el precio formado en dicho mercado y los oferentes cuyas decisiones contribuyen a su formación son en gran medida indiferentes a su valor preciso, no es realmente un mercado. El juego de la oferta y la demanda no es real puesto que la remuneración de las empresas sigue estando fundamentalmente influenciada por decisiones que se toman fuera del mercado y lo mismo sucede con el coste de la energía que pagan los consumidores.

La causa última de todas estas tribulaciones no es, como podría deducirse de la lectura de los informes recientes de la Comisión Europea, de naturaleza vertical. El problema radica en el grado de concentración horizontal del mercado de generación. Un problema que, como vimos en la segunda sección, tiene su origen en fechas anteriores a la liberalización. Un pecado original que ha actuado de lastre a la liberalización del sector desde 1998 y que podría haber quedado resuelto si gobierno y reguladores hubiesen utilizado los numerosos intentos de concentración (como por ejemplo el protagonizado por Endesa e Iberdrola o los liderados por Gas Natural) para, aunque pueda parecer paradójico, fragmentar el mercado.

Las medidas adoptadas por el gobierno en fechas recientes pueden contribuir a solucionar, siquiera en parte, el problema estructural heredado del antiguo «Marco Legal Estable». Que lo logren o no, y en que medida lo hagan, sólo el tiempo lo dirá. Pero si esta batería de medidas resulta fallida, no cabrá más remedio que atacar directamente el problema de estructura de mercado o, si ello no fuera posible, reemprender el camino de la regulación. Pues de no hacer ni una ni otra cosa tendríamos que acostumbrarnos a vivir con un «mercado» que no es realmente un mercado —un ejercicio digno de Humpty Dumpty—, el carácter de «Alicia en el país de las maravillas», para quién «una palabra quiere decir lo que yo quiero que diga, ni más ni menos».

**(\*) Queremos agradecer a Javier de Quinto su amable invitación a escribir este artículo para este volumen. Agradecemos los comentarios de los participantes en el Octavo Seminario sobre Economía Industrial organizado por el CEPR en Tarragona en mayo de 2007 y, en especial a Monica Gandolfi, Kai-Uwe Kühn y Pedro Marín. Las opiniones vertidas en este artículo son exclusiva responsabilidad de sus autores y no representan necesariamente los puntos de vista de LECG o de sus clientes presentes y pasados. Se ruega envíen sus comentarios y observaciones a [lagosti@lecg.com](mailto:lagosti@lecg.com), [jpadilla@lecg.com](mailto:jpadilla@lecg.com) o [arequejo@lecg.com](mailto:arequejo@lecg.com).**

## NOTAS ↓

- (1) La actividad de distribución antes del proceso de liberalización incluía indistintamente distribución y suministro de electricidad. Estas actividades están actualmente diferenciadas.
- (2) En sentido estricto, ello ha sido así hasta marzo de 2006 cuando entró en vigor el Real Decreto-Ley 3/2006 de 24 de febrero, por el que se modificó el mecanismo de remuneración y pago de las ofertas casadas en los mercados diario e intradiario. Desde marzo de 2006, el precio marginal del sistema sólo determina la remuneración de la energía no asimilada a un contrato bilateral físico (siendo esta última aquella producida y adquirida por un mismo grupo empresarial).
- (3) Red Eléctrica de España. (2007). *El Sistema Eléctrico Español, Avance del informe 2006*.
- (4) El índice HHI es una medida de la concentración del mercado, es decir de la medida en la que un número de empresas representa una determinada proporción de la producción de un mercado. El HHI se utiliza como un posible indicador del poder de mercado o de la competencia entre empresas. Mide la concentración del mercado sumando los cuadrados de las cuotas de mercado de todas las empresas del sector. Cuanto más alto sea el HHI de un mercado determinado, mayor será la concentración de la producción en un pequeño número de empresas. En términos generales, la concentración del mercado puede considerarse muy alta si el HHI es superior a los 2000 puntos.
- (5) Los países comunitarios llegaron al compromiso en el año 2002, en el marco del Consejo Europeo de Barcelona, de que las interconexiones eléctricas mínimas de cada país debían equivaler al menos al 10% del total de su potencia de generación instalada para el año 2005. Este aspecto era de vital importancia para España, que se mantiene prácticamente aislada de Europa con un grado de interconexión que no alcanza el 5% de su capacidad instalada.
- (6) Dado que en estos momentos no existen otros factores, como los costes de transición a la competencia, que distorsionen la política de precios de las empresas de generación (véase el cuarto apartado, tercer epígrafe).
- (7) Por flexibilidad de una tecnología entendemos la capacidad que tiene para variar su potencia en un determinado tiempo.
- (8) Newbery, D., Green, R., Neuhoff, K. y Twomey, P., «A review of the Monitoring of Market Power», Cambridge Institute- MIT, Working Paper, 2004.
- (9) En opinión de los autores de este artículo, los índices RSI calculados en el informe de la Comisión Europea son excesivamente elevados. Los cálculos realizados por los autores muestran unos índices RSI sensiblemente inferiores. La discrepancia parece deberse al tratamiento otorgado a la energía no modulable o retirable: nuclear, hidráulica fluyente, etc.
- (10) Para un tratamiento exhaustivo de este tema se puede consultar los capítulos 2 y 5 del *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, preparado por el Prof. Pérez Arriaga.
- (11) Tribunal de Defensa de la Competencia, Informe Expediente de Concentración Económica C94/05 Gas Natural / Endesa. Página 98.
- (12) Véase la nota 3.
- (13) Fabra, N. «El funcionamiento del mercado eléctrico español» en García Delgado, J.L. y Jiménez, J.C. *Energía: Del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*. Comisión Nacional de la Energía, Thomson Civitas, 2006, capítulo 10.
- (14) Disposición transitoria séptima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007. Véase Fabra, N. «La electrici-

- dad: mercado, inversiones y garantía de suministro», Universidad Carlos III, mimeo, 2007. Véase también, CNE, *Propuesta del Consejo de Reguladores sobre un Mecanismo de Garantía de Suministro*, 31 de mayo de 2007.
- (15) Kühn, K-U y Machado, M. «Bilateral market power and vertical integration in the Spanish electricity spot market», CEPR Discussion Paper No. 4590, 2005.
- (16) Hasta la aprobación del Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio.
- (17) Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- (18) Salas Fumas V. y Rosell Martínez, J. «El sector energético analizado desde los estados financieros de las empresas» en García Delgado, J.L. y Jiménez, J.C. *Energía: Del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*. Comisión Nacional de la Energía, Thomson Civitas, 2006.
- (19) CNE, *Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura 2006*. Ministerio de Industria Turismo y Comercio, *Revisión 2005-2011 de la Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2002-2011*.
- (20) Orden ITC/2129/2006, de 30 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2006.
- (21) Orden ITC/3990/2006, de 28 de diciembre, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2007.
- (22) Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. Disposición adicional vigésima.
- (23) Pérez Arriaga, J. I. (2005). *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Encargado por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Ver también noticia publicada en Expansión «El Gobierno suaviza su plan contra el poder de Endesa e Iberdrola», publicada el 3 de enero de 2007.
- (24) Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.