

# RESULTADOS DE LA LIBERALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

PRECIOS, COMPETENCIA Y MEDIO AMBIENTE

Gonzalo SÁENZ DE MIERA

Iberdrola

## Resumen

El análisis del modelo de liberalización español permite obtener un balance muy positivo después de diez años de funcionamiento, ya que se ha establecido un régimen de mercado, manteniendo unos niveles elevados de seguridad de suministro y avanzando hacia la sostenibilidad ambiental. Los principales indicadores que ponen de manifiesto esta evolución son: un nivel de entrada muy significativo, un precio del mercado *spot* en España en línea con los costes subyacentes y con los precios observados en los países de nuestro entorno; la ausencia de evidencia de retirada de capacidad por parte de los generadores de mayor tamaño, y una participación de los generadores de mayor tamaño en los mercados a plazo. También destacan las mejoras medioambientales alcanzadas por el sector de generación, que ha consolidado un *mix* energético menos contaminante y con un elevado peso de las energías renovables.

A pesar del éxito en el proceso de liberalización, también se han dado elementos distorsionantes, entre los que ha destacado el déficit tarifario, que, además de mitigar incentivos a la eficiencia y comprometer la sostenibilidad económica del sector eléctrico, ha motivado el desarrollo de normativa muy poco ortodoxa.

En definitiva, se puede considerar que el precio que surge del mercado eléctrico es competitivo y, en ausencia de elementos regulatorios que distorsionen su funcionamiento, es una señal para incentivar un consumo eficiente, así como inversiones orientadas a fomentar el ahorro energético.

*Palabras clave:* liberalización, precio *spot*, mercados a plazo, barreras de entrada, déficit tarifario, eficiencia.

## Abstract

Ten years after its implementation, the analysis of the Spanish liberalization model is yielding a very positive balance, since it has promoted the establishment of a market regime, while keeping a high level of supply security and progressing towards environmental sustainability. Main indicators that show this evolution include: a very significant input level, a spot market price in line with underlying costs and with prices registered in neighbouring countries; the lack of evidence of capacity restriction by the biggest generators; and the participation of the biggest generators in the futures market. It is also worth highlighting the environmental improvements in the generation sector that have consolidated a less polluting energy mix where renewable energies have a significant presence.

Despite the success of the liberalization process, there have also been distorting elements, such as the tariff deficit, which, besides mitigating efficiency incentives and compromising the economic sustainability of the electric sector, has given rise to regulation that is not very orthodox.

In short, it can be said that the price which arises from the electricity market is a competitive one, and in the absence of regulatory elements distorting its operation, it constitutes a starting point for encouraging efficient consumption as well as investments aimed at promoting energy savings.

*Key words:* liberalization, spot price, futures market, entry barriers, tariff deficit, efficiency.

*JEL classification:* L11, L97, L98.

## I. INTRODUCCIÓN Y RESUMEN (\*)

**L**a liberalización del sector eléctrico español ha ido de la mano de la transformación regulatoria desarrollada a escala europea con la aprobación de nuevas directivas destinadas a crear mercados únicos europeos en el gas y la electricidad. El proceso de liberalización se inició en diciembre de 1996, con la firma de un protocolo entre las empresas, supervisado por la Administración, que establecía las líneas maestras del marco en el cual se desarrollaría la competencia a partir del 1 de enero de 1998. La estabilidad y la fiabilidad que han caracterizado el suministro eléctrico desde entonces esconden una radical transformación en el sistema eléctrico español.

A lo largo de este artículo, se analizan los resultados del proceso de liberalización y se muestran las ventajas del funcionamiento de la generación eléctrica bajo los principios del mercado en términos de eficiencia productiva, asignativa y de bienestar para los consumidores. También se muestran las mejoras ambientales alcanzadas por el sector, que ha consolidado un *mix* energético menos contaminante, caracterizado por un peso creciente de las energías térmicas menos contaminantes y de las energías renovables.

El ejercicio realizado no se ha limitado a considerar indicadores como cuotas de mercado o índices de concentración, sino que, además, ha tenido en

cuenta otras consideraciones empíricas, ya que, de lo contrario se podría llegar a obtener resultados alejados de la realidad. Así, entre los principales elementos estudiados se encuentran: los precios del mercado eléctrico español en el mercado *spot* y a plazo y su relación con los de los países de nuestro entorno; la relación entre precios y costes; la estructura del mercado y su evolución; las posibles barreras a la entrada; el análisis del factor de utilización; las implicaciones de la liberalización desde el punto de vista ambiental, y las consecuencias que han tenido sobre el proceso determinadas actuaciones ajenas a la ortodoxia regulatoria, como el déficit tarifario.

A partir del análisis de estos elementos se evalúan los resultados del mercado, mostrándose una evolución muy satisfactoria en su funcionamiento:

— Se ha producido un nivel de entrada muy significativo, incluyendo agentes no tradicionales del sector eléctrico español. Esto no se habría producido de haber existido barreras a la entrada que permitieran ejercer poder de mercado.

— La evolución del precio del mercado está especialmente en línea con la evolución de los costes subyacentes, lo que no se observaría si el precio del mercado viniera determinado por comportamientos no competitivos.

— El nivel y comportamiento de los precios observados en el mercado español es similar al de países de nuestro entorno con estructuras de generación similares. Esto es coherente con que el precio de los mercados europeos venga determinado por factores similares, especialmente el coste de las materias primas, y confirma, de nuevo, que no hay ningún sobrepeso derivado de un supuesto abuso de poder de mercado.

— A la vista de los factores de utilización de centrales marginales (carbón, gas, etc.) de distintas empresas, no hay evidencia alguna de retirada de capacidad por parte de los generadores de mayor tamaño.

— Los generadores de mayor tamaño son, al menos, igual de activos en los mercados a plazo que los de menor tamaño, lo que parece incompatible con una estrategia en la que se ejerciera poder de mercado, ya que los contratos a plazo mitigan los beneficios de ejercerlo.

— El precio de los mercados a plazo se sitúa en línea con el precio *spot* en el momento de ejercicio.

Esto es relevante, ya que, si los generadores tuvieran poder de mercado, solamente venderían a plazo si el precio excediese el precio esperado en el mercado *spot*, lo cual no es el caso.

Por lo tanto, no solamente el análisis de los indicadores de concentración señala que el mercado de generación no está concentrado —el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) efectivo se sitúa por debajo de 1.000, y la cuota de mercado efectiva de la mayor empresa se sitúa por debajo del 10 por 100—, sino que la evidencia del mercado es incompatible con lo que se observaría si los agentes hubieran intentado manipular su precio.

En cuanto al impacto sobre el medio ambiente del proceso de liberalización del mercado eléctrico español, es destacable la evolución hacia un *mix* eléctrico menos emisor y más eficiente, donde las energías térmicas menos contaminantes y las energías renovables han registrado un fuerte crecimiento. Tanto el aumento de eficiencia como la reducción de emisiones en el mercado eléctrico de generación han sido consecuencia, en gran parte, de la internalización de los costes de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el mercado eléctrico. La Directiva 2003/87, de Comercio de Emisiones, creó el mercado europeo de derechos de emisión, y éste ha permitido la creación de un precio para la tonelada de CO<sub>2</sub>, que pasa a constituirse como uno más de los costes de oportunidad que considera el generador a la hora de producir. El éxito en la implantación de energías renovables ha tenido su origen principalmente en el marco español de apoyo a estas energías —basado en el sistema de primas—, que garantiza la predecibilidad y la seguridad jurídica de los incentivos económicos, respetando los principios básicos de funcionamiento del mercado eléctrico.

Sin embargo, en este periodo también se han producido actuaciones regulatorias no ortodoxas que han introducido distorsiones en el funcionamiento del mercado, entre las que destaca el déficit tarifario creado a partir de 2002, y que es la diferencia entre la cantidad total recaudada por las tarifas reguladas y los costes reales asociados a dichas tarifas. Los efectos de esta normativa son negativos en términos de eficiencia, desarrollo de la liberalización y sostenibilidad económica del sector eléctrico. Su impacto es especialmente negativo para las mejoras de eficiencia energética, ya que reduce los incentivos de los consumidores a acometer medidas de ahorro energético. Por otra parte, al no incorporar todos los costes de suministro, las tarifas eléctricas han dejado de constituirse como una señal de

precios del mercado, con las consiguientes ineficiencias en términos de consumo e inversión.

Probablemente, detrás de la creación del déficit tarifario y de alguna normativa asociada (RD 3/2006, RD 11/2007, etc.) se encuentra la desconfianza ante el precio del mercado eléctrico y su propio funcionamiento, basada en algunos mitos muy extendidos, y el elevado nivel de concentración que tenía el sector en un pasado ya superado.

En cuanto al grado de concentración, es importante señalar que, dado el volumen de entrada, como ya se ha explicado, no resulta sorprendente que el nivel de concentración en el sector eléctrico se haya reducido prácticamente a la mitad en la última década, situándose en niveles en los cuales las propias directrices de la Comisión Europea consideran que es improbable que haya problemas por falta de competencia.

Otro elemento que se ha tendido a considerar por algunos sectores de opinión de forma imprecisa es la existencia de importantes barreras a la entrada de nuevos generadores. En la última década, el número de generadores se ha triplicado, incluso considerando únicamente a los que han entrado en el Régimen Ordinario. De hecho, desde 2002, se han incorporado unos 22.600 MW de nueva capacidad de generación en el Régimen Ordinario. Para poner en contexto ese volumen de entrada, cabe señalar que en ese mismo periodo la demanda media del sistema se incrementó en menos de 6.000 MW. Asimismo, es relevante señalar que más de un 40 por 100 de esa nueva capacidad ha sido desarrollada por agentes anteriormente no presentes en el sector eléctrico, por lo que la evidencia desmiente rotundamente que haya barreras significativas a la entrada en el mercado eléctrico español. En lo que respecta al Régimen Especial, la entrada de agentes no tradicionales ha sido incluso superior.

Junto a estos, un mito destacable sobre el mercado eléctrico español es su consideración de sistema aislado. Es esto algo muy alejado de una realidad, ya que es muy infrecuente que el sistema eléctrico español funcione de forma aislada al de Francia y Portugal. En los últimos años, el mercado eléctrico español ha funcionado de forma aislada de Francia y Portugal en apenas un 15 por 100 de las horas.

Cabe resaltar el hecho de que el precio del mercado eléctrico en España se ha situado, en media, en línea con el precio de los mercados francés y alemán, e incluso por debajo del británico, el cual está am-

pliamente considerado como competitivo, y con centrales de generación muy similares a las españolas.

En definitiva, no parece haber evidencia de que el precio del mercado eléctrico en España no sea competitivo, por lo que cualquier injerencia en el funcionamiento del mercado, basada en supuestos que apoyen esta tesis, resultará injustificada y distorsionará su funcionamiento en perjuicio de los consumidores, quienes acabarán recibiendo un servicio de menor calidad y a mayor coste.

Aunque en ocasiones se han cuestionado las bondades derivadas del funcionamiento del sector eléctrico bajo los principios del libre mercado, existe un consenso generalizado sobre los beneficios del mercado frente a la regulación, en aquellos ámbitos en los que es posible. Entre estos beneficios, se podrían destacar los siguientes:

— Mayor eficiencia productiva (producción a mínimo coste en todo momento).

— Mayor eficiencia asignativa (los consumidores pagan lo que cuestan las cosas, evitándose el despilfarro y asegurando un uso racional de los productos).

— Eliminación del riesgo moral (las empresas asumen el riesgo de sus errores, mientras que en un sistema regulado el regulador transfiere el coste asociado a dicho riesgo a los consumidores).

— Mayor flexibilidad (en un mercado las empresas pueden ajustar sus decisiones con rapidez, mientras que en un sistema regulado las decisiones se dilatan).

Parte de los recelos frente al funcionamiento en régimen de mercado parecen tener su origen en una comprensión incorrecta de cómo funcionan los mercados, y en especial el mercado eléctrico. Se aduce que el mercado eléctrico es especial, y que genera precios y beneficios excesivos. Sin embargo, esto se basa en consideraciones a nuestro entender erróneas tales como las siguientes:

1) «La electricidad es especial porque no es almacenable». En realidad, la electricidad sí es almacenable (esto es lo que hacen, por ejemplo, las centrales hidráulicas con bombeo), pero tiene un coste que no lo justifica a gran escala. En cualquier caso, existen muchos sectores de actividad en los cuales realmente el servicio no es almacenable (viajes en avión), y no por ello se considera que dichos mercados no pueden funcionar adecuadamente.

2) «Coexisten varias tecnologías, y todas las tecnologías reciben el mismo precio, a pesar de tener costes distintos».

— Es cierto que en el sector eléctrico coexisten diversas tecnologías, pero eso no lo hace especial. Por ejemplo, esto también ocurre en el sector de hidrocarburos (petróleo, gas natural, etc.), el sector agrario o el transporte. No se trata, por lo tanto, de una característica diferencial del sector eléctrico que justifique la intervención.

— Cualquier mercado es marginalista independientemente de la tecnología utilizada para producir el bien o el servicio. Así, en los mercados mayoristas de naranjas, el gas o el petróleo, también todas las unidades negociadas en un mismo momento obtienen el mismo precio a pesar de que han tenido distinto coste de producción. Esto, de hecho, induce a los agentes a escoger aquella tecnología que tenga el mínimo coste, y el proceso competitivo hace que ese mínimo coste se traslade al consumidor en la forma de un menor precio.

— Y aunque en una hora dada todas las tecnologías reciban el mismo precio, y las tecnologías con menor coste variable obtengan un mayor margen de explotación, ese mayor margen no implica mayores beneficios. Si un generador tiene un menor coste variable es simplemente porque ha gastado más en la inversión, y el mayor margen de explotación simplemente se corresponde con unos mayores gastos financieros y de amortización.

3) «Las tecnologías hidráulica y nuclear están agotadas».

— Con respecto a la tecnología hidráulica, los datos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 de España (PER 2005-2010), elaborado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE, 2005), indican que la mitad del potencial hidroeléctrico en España sigue sin ser aprovechado, por lo que difícilmente se puede clasificar como una tecnología «agotada». Así, en su apartado de análisis de los recursos hidroeléctricos, se mostraba un potencial técnicamente desarrollable de 65.600 GWh/año, frente a los 31.600 GWh/año desarrollados en la actualidad. Junto a esto, es destacable que se está llevando a cabo la repotenciación de algunas centrales, e incluso desarrollándose nuevos proyectos, muy significativos en términos de capacidad de producción, a lo largo del mercado ibérico.

— Con respecto a la tecnología nuclear, no sería riguroso considerar que el hecho de que, en la actualidad, no se estén desarrollando nuevos proyectos nucleares en España implica que sea una tecnología agotada. En España no existe, formalmente, una moratoria nuclear, y si no se ha desarrollado esta tecnología en los últimos años es porque competía con opciones tecnológicas que han ocupado su lugar, tales como los ciclos combinados de gas. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que, en el medio o largo plazo, un contexto energético internacional caracterizado por las restricciones a las emisiones de CO<sub>2</sub>, los crecientes precios de las materias primas energéticas y los riesgos sobre la seguridad energética, podrían potenciar otra oleada de implantación de esta tecnología. Para ello sería necesario disponer de un consenso social, que podría materializarse en un contexto futuro.

Por lo tanto, el sector eléctrico no tiene características intrínsecas especiales que lo diferencien de otros sectores ni que justifiquen la intervención.

El resto de este artículo está estructurado como sigue:

— El apartado II presenta un resumen de la evolución del sector eléctrico desde su liberalización en 1998 y los principales resultados del mercado, para analizar si existe alguna evidencia de que el mercado eléctrico español no haya funcionado correctamente.

— El apartado III examina las ventajas e inconvenientes de la «regulación» y la «liberalización», como instrumentos para la maximización del bienestar social, y considera si el sector eléctrico es un sector diferente que impide el correcto funcionamiento del mercado.

— El apartado IV recoge las principales conclusiones extraídas del análisis.

## II. RESULTADOS DE LA LIBERALIZACIÓN

A finales de los años ochenta del siglo XX comenzaron los procesos de liberalización del sector eléctrico en Europa, en los cuales se establecían mercados liberalizados donde los agentes empresariales tomaban decisiones de inversión y asumían los costes de sus errores. Esta apuesta se vio reflejada en la progresiva aprobación de directivas que afianzaban el funcionamiento del sector eléctrico bajo los principios del mercado.

El Reino Unido y los países nórdicos fueron pioneros en la liberalización. Sustituyeron la organización centralizada del despacho de centrales de generación por una organización de la producción basada en las ofertas de venta de electricidad que presentaban los generadores.

En el caso español, a lo largo de los diez últimos años se ha experimentado una importante transformación que ha venido, en gran medida, de la mano de las modificaciones regulatorias desarrolladas como consecuencia de transposición al ordenamiento jurídico español de las directivas destinadas a crear los mercados únicos de electricidad y gas natural en la Unión Europea.

La transformación regulatoria se inició en 1996 con la transposición de la Directiva 96/92/CE, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, a través de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, que suponía un impulso liberalizador que en algunos ámbitos superaba las exigencias establecidas por la propia Directiva (1).

Entre los principales elementos introducidos por la Ley destacaron: el establecimiento de un régimen de autorizaciones para las nuevas centrales de generación, descartando el de licitaciones; la creación de un mercado diario organizado obligatorio para la mayor parte de las instalaciones de generación; la autorización expresa de la actividad de comercialización, y la creación de un único gestor de toda la red de transporte que coincide con el principal transportista (Red Eléctrica de España, REE).

En la liberalización del sector eléctrico español jugaron un papel muy activo desde el primer momento las propias empresas, con la firma de un protocolo entre las empresas, supervisado por la Administración, que establecía las líneas maestras del marco en el cual se desarrollaría la competencia a partir del 1 de enero de 1998.

A lo largo de 1997, las empresas y la Administración trabajaron intensamente para desarrollar esas líneas maestras en toda suerte de instrumentos normativos, desde leyes hasta procedimientos de operación del sistema, incluyendo la creación de una nueva institución (el Operador del Mercado Eléctrico, OMEL) con sus reglas de mercado, algoritmos de casación y procedimientos de comunicación y liquidación.

Con la perspectiva que ofrecen más de diez años de cambios regulatorios, se puede afirmar que la liberalización del sector eléctrico español ha sido un

éxito, ya que ha permitido atraer un nivel de inversión muy elevado y una diversidad de operadores no tradicionales del sector eléctrico español, todo ello para atender un crecimiento de la demanda sin precedentes.

## 1. Análisis del funcionamiento de los mercados *spot* y a plazo

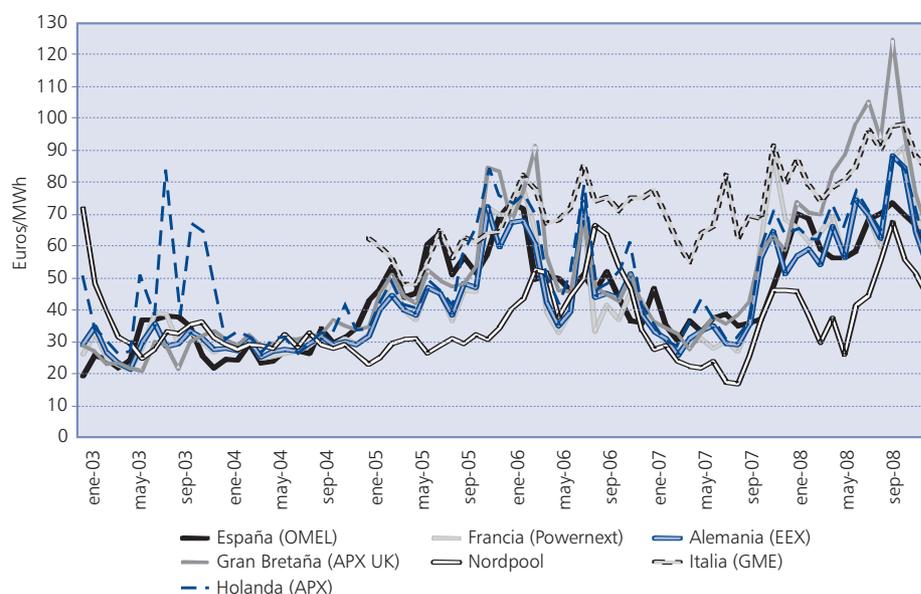
Un ejercicio relevante a la hora de analizar los resultados del mercado consiste en comparar el nivel y comportamiento del precio del mercado *spot* con el precio en mercados de similares características. En este tipo de comparaciones, las discrepancias en el nivel o el comportamiento de los precios puede deberse a diferencias en factores fundamentales específicos a los distintos mercados (p.ej. diferencias en el *mix* de generación o las condiciones de hidráulicidad), pero las similitudes sostenidas no pueden atribuirse al azar, sino que reflejan que el precio se comporta de forma coherente con los inductores de costes.

El gráfico 1 muestra la evolución del precio del mercado diario español y de mercados vecinos. Como se observa, el precio del mercado diario español presenta un nivel y un comportamiento similar a los de otros mercados europeos, excepto el de Italia, en el que se observan precios muy superiores, originados en gran parte por su diferente *mix* de generación, con mayor peso de las centrales de fuelóleo.

Como se observa en el gráfico 1, el precio del mercado eléctrico español ha tenido un comportamiento muy similar al de países de nuestro entorno con estructuras de generación similares (Francia-Powernext y Alemania-EEX). Por lo tanto, la comparación del precio del mercado eléctrico español con el de mercados vecinos con estructuras similares refuerza y confirma que no existe evidencia alguna de que el precio del mercado eléctrico en España no sea competitivo.

De hecho, el precio medio del mercado eléctrico español se ha situado en un nivel medio, o incluso bajo, en comparación con la muestra más amplia de mercados eléctricos europeos. Asimismo, cabe señalar que la correspondencia entre los precios del mercado eléctrico español y el de estos otros mercados no se ha visto afectada de forma apreciable por intervenciones regulatorias (p.ej., el RDL 3/2006 establecía la bilateralización de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica presentadas simultáneamente por sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial, y la minoración del importe equivalente al valor de los derechos de emisión de ga-

GRÁFICO 1  
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL MERCADO DIARIO EN VARIOS PAÍSES DESDE 2003



Nota: El precio en Italia es el precio medio desde enero de 2005.

Fuente: OMEL, PowerNext, Nordpool, EEX, GME.

ses de efecto invernadero asignados gratuitamente a los productores de energía eléctrica), lo cual no solamente indica que el actual diseño del mercado eléctrico en España es robusto, sino también sugiere que la evolución del precio tiene su origen en variables de mercado, y no en estrategias empresariales.

En cuanto a la relación entre los mercados a plazo y *spot*, muchos resultados de la literatura académica en esta materia ponen de manifiesto que la venta de contratos por parte de generadores mitiga sus incentivos a ejercer poder de mercado. Por lo tanto, un generador que esté ejerciendo poder de mercado optará por no vender contratos a plazo. En este sentido se pronuncian, por ejemplo, Federico y Vives (2008: 120) en su análisis del mercado eléctrico español: «*[Generators] will not participate in procurement auctions or forward markets if it is not in their interest to do so (i.e. if these auctions reduce their market power)*».

Por lo tanto, puede obtenerse una indicación de si la estrategia de los distintos generadores se corresponde con una de abuso de poder de mercado analizando su participación en los mercados a plazo.

En el caso de España la participación de los agentes en los distintos mercados a plazo no es información pública. Sin embargo, es posible determinar a partir de información pública cuál fue la participación de los distintos generadores en las subastas CESUR (contratos de energía para el suministro de último recurso). Estas subastas de energía para el suministro a tarifa son un nuevo mecanismo competitivo de compra de parte de la energía destinada a los consumidores acogidos a la tarifa regulada, implantado en España en junio de 2007. Además de en estas subastas, los distribuidores también pueden adquirir energía en las subastas del mercado a plazo OMIP y en el mercado diario. Como se muestra en el cuadro n.º 1, todos los generadores que tradicionalmente se consideran como empresas instaladas y consolidadas (*incumbents*) sí que participaron en las subastas CESUR.

Una prueba menos exigente consistiría en analizar no solamente si los distintos generadores participaron o no en la subasta, sino también su grado de participación. Con esta prueba se esperaría encontrar que cuanto mayor fuera el tamaño del generador, menor será su participación en el mercado a plazo. Evidentemente, esta valoración debe realizarse teniendo en cuenta todas las formas de con-

CUADRO N.º 1

**PARTICIPACIÓN DE GENERADORES EN LAS SUBASTAS DE EPE Y CESUR, 2008**

	PRODUCCIÓN		CONTRATACIÓN			
	GWh	Porcentaje(*)	EPE	CESUR	Suma EPE + CESUR	
			GWh	GWh	GWh	Porcentaje(*)
Endesa .....	81.274	28,5	8.843	8.490	17.333	25,0
Iberdrola .....	66.998	23,5	8.843	7.337	16.180	23,3
Unión Fenosa .....	30.682	10,8		4.494	4.494	6,5
EDP/HC .....	11.926	4,2		437	437	0,6
Viesgo .....	7.298	2,6		629	629	0,9
GN .....	18.526	6,5		4.009	4.009	5,8
Otros .....	61.973	23,9		26.226	26.226	37,8
<b>Total .....</b>	<b>284.795</b>	<b>100,0</b>	<b>17.686</b>	<b>51.622</b>	<b>69.308</b>	<b>100,0</b>

(\*) Los porcentajes son calculados por referencia al mercado español.  
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

tratación, ya que todas contribuyen a la cobertura de los riesgos de los generadores.

El cuadro n.º 1 muestra la participación de los distintos generadores en las subastas de emisiones primarias de energía (EPE) y de contratos de energía para el suministro de último recurso, CESUR.

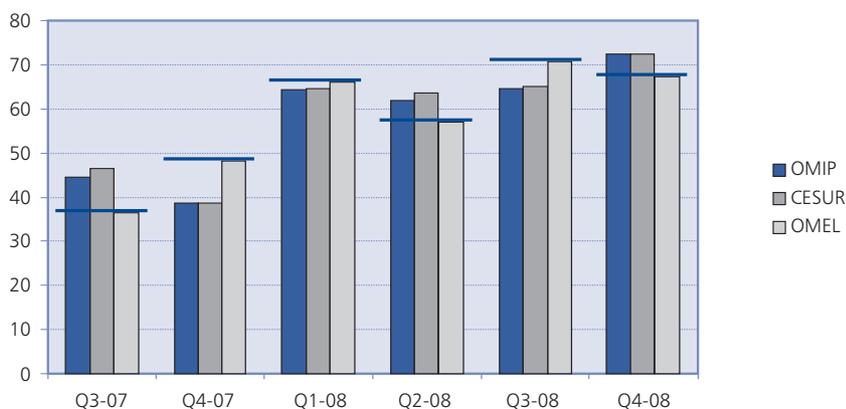
Los resultados del cuadro muestran que la participación de las distintas empresas en las subastas se corresponde con su cuota de la producción total. Por lo tanto, no parece que las empresas de mayor tamaño sean menos activas en la contratación a plazo. Esta evidencia sugiere que los generadores no

están ejerciendo, o intentando ejercer, poder de mercado en el mercado *spot*.

Pero, aun cuando los generadores de mayor tamaño participen en el mercado a plazo, también sería necesario estudiar la evolución de dicho mercado, ya que podría darse la posibilidad de que los generadores estuvieran abusando de su posición en el mercado a plazo vendiendo cobertura a precios significativamente superiores al precio *spot* realmente esperado.

Sin embargo, tampoco esta hipótesis se corresponde con la realidad. En el gráfico 2 aparece el pre-

GRÁFICO 2  
**COMPARACIÓN DEL PRECIO DEL OMIP Y CESUR CON EL PRECIO DEL OMEL**



Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

cio de cada una de las subastas CESUR realizadas hasta la fecha en el producto trimestral, el precio del OMIP el día de celebración de dichas subastas para ese mismo producto y el precio efectivamente observado en el mercado diario durante el periodo de entrega de cada uno de esos contratos.

Se aprecia cómo el precio de las subastas CESUR coincide básicamente con el del OMIP, y que no existe ningún sesgo sistemático entre el precio de las subastas y el del mercado diario. De hecho, la magnitud de los errores que se producen en ambos sentidos (de hasta unos 10 euros/MWh en un horizonte de solamente tres meses) también permite descartar la hipótesis de que los generadores controlen ya sea el precio del mercado *spot*, ya sea el precio del mercado a plazo. Por lo tanto, la evidencia sobre los precios de la contratación a plazo indican no solamente que no hay un problema de falta de competencia en la contratación a plazo, sino también que no existen problemas de competencia en el mercado *spot*.

Es cierto que, en el pasado, la participación de los agentes en los mercados a plazo fue reducida. Sin embargo, el escaso desarrollo se debió fundamentalmente a la existencia de tarifas reguladas por debajo de coste, que eliminaban cualquier incentivo de los con-

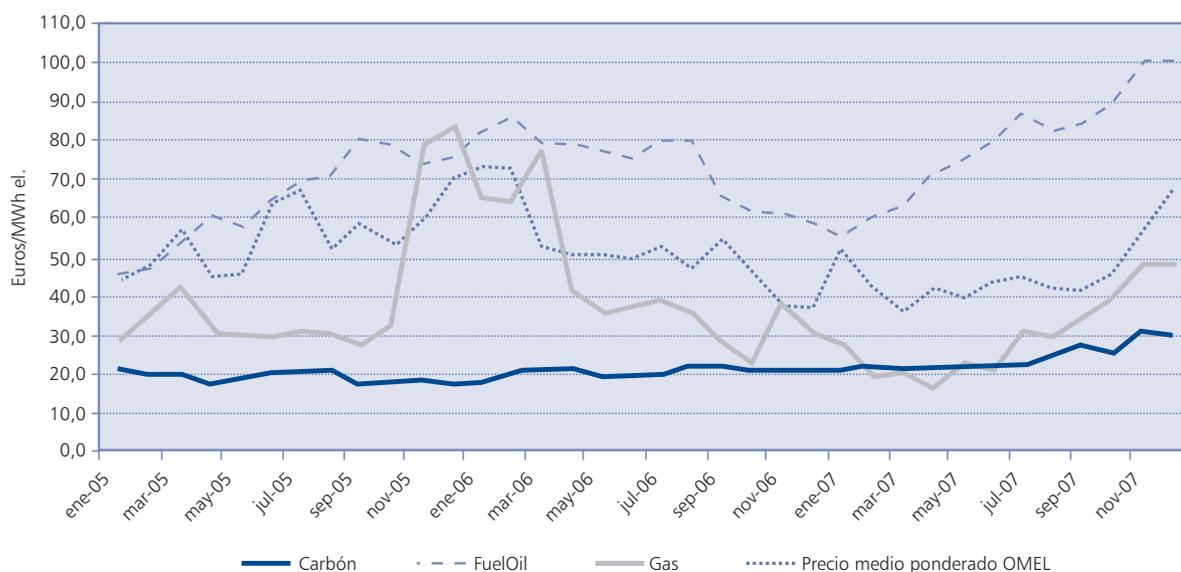
sumidores a desarrollar coberturas a plazo para cubrir el riesgo derivado de la volatilidad de precios.

## 2. Relación entre el precio del mercado y los costes

En un mercado en el cual los agentes estén abusando de su posición, se produce una disociación entre el comportamiento de los costes y el de los precios. Realizar este tipo de análisis es complejo, ya que los costes relevantes para los generadores a la hora de presentar sus ofertas no son los costes contables (por ejemplo, de adquisición de los combustibles), sino los costes de oportunidad, los cuales pueden variar según, por ejemplo, las cláusulas de flexibilidad de cada contrato de suministro de combustible y las capacidades de *trading* de cada empresa. Sin embargo, la opinión de la CNE (2008: 66) al respecto es que:

Como puede apreciarse en los gráficos siguientes, esta evolución del precio de la electricidad al por mayor está *especialmente en línea* con el fuerte descenso en el precio del gas natural y de la cotización de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> durante todo el año 2005, y con la mejora en las condiciones de hidráulicidad du-

GRÁFICO 3  
PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y PRECIO DEL MERCADO DIARIO DE GENERACIÓN EN ESPAÑA  
(ENERO 2005-DICIEMBRE 2007)



Fuente: Informe de valoración preliminar sobre las subastas de emisiones primarias de energía y CESUR (CNE, 2008).

rante varios meses de 2006, que ha redundado en una mayor producción hidráulica. Por su parte, el fuel oil disminuye durante el mismo periodo, pero de forma menos acusada con respecto a los otros combustibles fósiles.

De esta forma, tal y como se aprecia en el gráfico 3, la evolución de los precios del mercado parece haber reflejado simplemente la evolución de los costes de suministro, sin que se puedan apreciar desviaciones anómalas coherentes con comportamientos no competitivos.

### 3. Estructura del mercado y su evolución

Desde el comienzo del proceso de liberalización, las modificaciones regulatorias han evolucionado de

forma paralela con los cambios en la estructura del mercado español e ibérico, configurándose en la actualidad un mercado eléctrico español muy diferente al que existía hace una década. Así, los resultados que se presentan a continuación, referidos a cuotas de mercado individuales e IHH, ponen de manifiesto esta transformación hacia una estructura mucho menos concentrada.

Teniendo en cuenta esto, se presentan los indicadores de concentración de cuota de mercado e IHH según los distintos escenarios de definición del mercado relevante geográfico y de producto, con periodos temporales de análisis históricos y prospectivos, así como considerando la totalidad del Régimen Ordinario y del Régimen Especial como mercado de producto. Dados los valores obtenidos, inferiores a 2000, el análisis de centrales retirables no solamen-

CUADRO N.º 2

**CUOTAS (EN PORCENTAJE) E IHH NOMINALES EN EL MERCADO ESPAÑOL, RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2004-2011**

	2004	2005	2006	2007	2008(*)	2009	2010	2011
Endesa .....	33,8	31,3	28,4	30,1	28,5	26,5	26,0	25,0
Iberdrola .....	26,5	24,5	25,6	23,6	23,5	24,8	24,3	23,7
Unión Fenosa .....	9,8	11,1	11,5	12,4	10,8	10,0	10,1	10,3
EDP/HC.....	6,0	6,3	5,8	6,1	4,2	5,5	5,3	4,9
Viesgo.....	2,9	3,3	2,3	2,3	2,6	3,3	3,5	3,6
GN.....	2,3	3,3	6,5	6,0	6,5	6,7	6,9	7,4
Otros.....	15,5	17,1	16,6	16,3	21,8	20,7	21,7	23,0
Importaciones .....	3,2	3,1	3,3	3,2	2,1	2,4	2,3	2,2
Total.....	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>IHH.....</b>	<b>1.991</b>	<b>1.765</b>	<b>1.678</b>	<b>1.698</b>	<b>1.550</b>	<b>1.507</b>	<b>1.457</b>	<b>1.384</b>

(\*) Los datos de 2008 están basados en datos reales para los tres primeros trimestres y estimados para el cuarto trimestre.  
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

CUADRO N.º 3

**CUOTAS (EN PORCENTAJE) E IHH NOMINALES EN EL MERCADO IBÉRICO, RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2004-2011**

	2004	2005	2006	2007	2008(*)	2009	2010	2011
Endesa .....	29,9	27,7	25,3	26,8	25,6	23,6	23,7	22,9
Iberdrola .....	23,0	21,3	22,2	20,6	20,7	21,6	21,3	21,5
Unión Fenosa .....	8,5	9,7	10,0	10,8	9,5	8,7	8,7	9,3
EDP/HC.....	14,6	14,9	14,8	14,3	11,5	13,6	12,0	10,6
Viesgo.....	2,5	2,8	2,0	2,0	2,2	2,9	3,0	3,3
GN.....	2,0	2,9	5,6	5,2	5,7	5,8	5,9	7,0
Otros.....	17,2	18,3	18,1	18,0	23,3	22,4	24,0	24,2
Importaciones .....	2,4	2,4	2,1	2,3	1,4	1,4	1,3	1,2
Total.....	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>IHH.....</b>	<b>1.714</b>	<b>1.553</b>	<b>1.487</b>	<b>1.496</b>	<b>1.343</b>	<b>1.327</b>	<b>1.279</b>	<b>1.245</b>

(\*) Los datos de 2008 están basados en datos reales para los tres primeros trimestres y estimados para el cuarto trimestre.  
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

te es innecesario sino que además tampoco indica que haya problemas (2).

En los cuadros n.ºs 2 y 3 se observa que solamente la cuota de Endesa se sitúa actualmente por encima del 25 por 100, aunque exhibe una tendencia decreciente. No obstante, al menos desde 2004, el IHH se ha situado por debajo del umbral de 2000, por lo que, aplicando la experiencia de la Comisión Europea, es improbable que existan problemas de competencia horizontal.

Por otra parte, los indicadores de cuota de mercado son similares tanto si el mercado geográfico considerado es el español o el ibérico. Sin embargo, ambas series de datos ignoran el hecho de que en un cierto número de horas la interconexión entre España y Francia no está saturada, y los generadores compiten realmente en un mercado de dimensión europea, dejando de lado las posibles restricciones en la interconexión de los diversos países europeos con Francia y entre ellos. Así, a efectos de caracterización del nivel de concentración, la cuota de mercado efectiva debería calcularse ponderando las cuotas de mercado en España, el mercado Ibérico y Europa como sigue:

$$\frac{CM_{\text{España}} \times HC_{\text{Francia, Portugal}} + CM_{\text{Iberia}} \times HC_{\text{Francia, No_Portugal}}}{HC_{\text{Francia, No_Portugal}} + CM_{\text{Europa}} \times HC_{\text{No_Francia}}}$$

—  $CM$  representa la cuota de mercado y el subíndice indica el mercado en el cual se calcula dicha cuota.

—  $HC$  representa el porcentaje de horas en el cual las interconexiones están congestionadas con Francia y Portugal simultáneamente ( $HC_{\text{Francia, Portugal}}$ ), con Francia pero no con Portugal ( $HC_{\text{Francia, No_Portugal}}$ ), o no con Francia ( $HC_{\text{No_Francia}}$ ).

De hecho, el porcentaje de horas en las cuales la capacidad de interconexión de España con Francia y Portugal está saturada, en uno y otro sentido, se sitúa por debajo del 15 por 100. El cuadro n.º 4 muestra el estado de las interconexiones con Francia y Portugal, distinguiendo según el estado de la otra interconexión, de 2006 a 2008.

No disponemos de datos sobre las cuotas de mercado de las distintas compañías en el mercado geográfico europeo ni del IHH en ese mismo ámbito. Sin embargo, es posible estimar la cuota de mercado aproximada de cada empresa en el mercado europeo continental considerando que el mercado ibérico es aproximadamente una quinta parte del mer-

CUADRO N.º 4

**SATURACIÓN COINCIDENTE DE LAS INTERCONEXIONES CON FRANCIA Y PORTUGAL, 2006-2008 (EN PORCENTAJES)**

AÑO 2006		INTERCONEXIÓN CON FRANCIA	
		Saturada	No saturada
INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL	Saturada	13,4	10,6
	No saturada	47,4	28,6
AÑO 2007		INTERCONEXIÓN CON FRANCIA	
		Saturada	No saturada
INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL	Saturada	13,7	22,6
	No saturada	38,1	25,6
AÑO 2008		INTERCONEXIÓN CON FRANCIA	
		Saturada	No saturada
INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL	Saturada	14,6	37,6
	No saturada	14,2	33,6

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

cado europeo continental (excluyendo el Reino Unido e Italia). Por lo tanto, las empresas ibéricas podrían tener cuotas de mercado en el mercado europeo iguales a una quinta parte de su cuota ibérica. Así, el cuadro n.º 5 muestra las cuotas de mercado «medias» resultantes de ponderar cada cuota de mercado según el número de horas en las cuales cada definición del mercado geográfico es relevante (es decir, cuando la capacidad de interconexión no está saturada).

La columna denominada «cuota media ponderada» indica la cuota de mercado que, en media, tiene cada empresa, la cual está relacionada con los incentivos que cada una de ellas puede tener a ejercer poder de mercado. En este caso, la cuota de mercado de las mayores empresas se sitúa en el entorno del 10 por 100, muy por debajo del umbral del 25 por 100 utilizado por la Comisión Europea como primer filtro en sus análisis de competencia.

Por otra parte, como ya se ha explicado, el uso de cuotas nominales tiende a exagerar la concentración en el mercado cuando el objetivo es detectar o estimar los incentivos de los agentes a ejercer poder de mercado. Esto ocurre porque dichas cuotas no tienen en cuenta el hecho de que el incentivo a ejercer poder de mercado viene mitigado por la tenencia de contratos a plazo, u otros instrumentos con efectos similares. En el caso del mercado eléctrico ibérico, los incentivos a ejercer poder de mercado se encuentran mitigados por:

CUADRO N.º 5

**CUOTAS NOMINALES CON DIFERENTES DEFINICIONES DEL MERCADO GEOGRÁFICO, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008 (EN PORCENTAJE)**

	<i>Mercado Español</i>	<i>Mercado Ibérico</i>	<i>Mercado Europeo</i>	<i>Cuota media ponderada</i>
Ponderación .....	14,6	14,2	71,2	
Endesa .....	28,5	25,6	5,12	11,44
Iberdrola .....	23,5	20,7	4,14	9,32
Unión Fenosa .....	10,8	9,5	1,90	4,28
EDP/HC.....	4,2	11,5	2,30	3,88
Viesgo .....	2,6	2,2	0,44	1,01
GN .....	6,5	5,7	1,14	2,57
Otros.....	23,9	24,7	84,96	
Total.....	100,00	100,00	100,00	

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

— Contratos vendidos en las subastas de emisiones primarias de energía (EPE).

— Contratos vendidos en las subastas para el suministro de último recurso (CESUR).

— Contratos de suministro firmados con clientes finales por la comercializadora del grupo.

— La compensación para el mantenimiento del equilibrio contractual (CMEC), en Portugal (3).

— Contratos mayoristas de adquisición de energía (CAE), también en Portugal (4).

La energía cubierta por estos contratos e instrumentos en 2008 alcanzó los 185 TWh, lo cual equivale a un 57 por 100 de la energía generada en el mercado ibérico. Por lo tanto, cualquier análisis de los incentivos de los generadores debe considerar el efecto de estos contratos.

Tal y como recoge la literatura especializada respecto del impacto de los contratos a plazo sobre los incentivos a ejercer poder de mercado, es necesario considerar que los contratos de largo plazo deben descontarse directamente de la energía generada para obtener la «generación efectiva» (CNE y ERSE, 2008: 18).

Con respecto a los contratos de menor plazo, existe un consenso sobre el hecho de que éstos también mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado, pero no existe consenso sobre en qué cuantía. Por una parte, considerar que los contratos de menor plazo mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado tan-

to como los de largo plazo probablemente exageraría su impacto (dependiendo del horizonte concreto que se interprete como «corto plazo»). Por otra parte, ignorarlos y considerar que no tienen ningún efecto probablemente subestime su impacto. Ante esta incertidumbre, se puede considerar como «mejor estimación» la propuesta planteada por Stoft (2002), que consiste en suponer que los contratos de corto plazo mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado la mitad que los contratos de largo plazo (5).

Los cuadros n.ºs 6 y 7 indican la generación nominal, el nivel de contratación de cada uno de los generadores y su generación efectiva bajo distintas definiciones del mercado geográfico. La generación efectiva se calcula descontando de la generación nominal las cantidades siguientes:

— el 50 por 100 del volumen de energía en contratos de corto plazo (considerando como tales los asociados con las subastas de EPE y CESUR, y los celebrados con clientes finales), y

— el 100 por 100 del volumen de energía en contratos de largo plazo (considerando como tales los asociados con CAE y CMEC)

Como se puede observar, una vez se tiene en cuenta el efecto de los contratos, el nivel de concentración se reduce de forma significativa. La cuota efectiva de los generadores cae por debajo del 20 por 100 y el IHH cae por debajo del umbral de 1.000. Como ya se ha explicado, la experiencia de la Comisión Europea es que es improbable que se detecten problemas de competencia horizontal en un mercado que tenga un IHH inferior a 1.000 y en el que

CUADRO N.º 6

## CUOTAS E IHHS EFECTIVOS EN EL MERCADO ESPAÑOL, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008

	GENERACIÓN NOMINAL		CONTRATACIÓN			GENERACIÓN EFECTIVA	
	GWh	Porcentaje	EPE	CESUR	Cientes	GWh	Porcentaje
Endesa .....	81.274	28,5	8.843	8.490	41.614	51.801	18,2
Iberdrola .....	66.998	23,5	8.843	7.337	14.700	51.558	18,1
Unión Fenosa .....	30.682	10,8		4.494	14.436	21.217	7,5
EDP/HC .....	11.926	4,2		437	10.450	6.482	2,3
Viesgo .....	7.298	2,6		629	893	6.537	2,3
GN .....	18.526	6,5		4.009	6.818	13.112	4,6
Otros .....	61.973	21,8		26.226	4.073	46.823	16,4
Importaciones .....	6.119	2,1				6.119	2,1
<b>Total .....</b>	<b>284.795</b>	<b>100,0</b>	<b>17.686</b>	<b>51.622</b>	<b>92.983</b>	<b>203.649</b>	<b>71,5</b>
<b>IHH .....</b>	<b>1.550</b>					<b>746</b>	

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

CUADRO N.º 7

## CUOTAS E IHH EFECTIVOS EN EL MERCADO IBÉRICO, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008

	GENERACIÓN NOMINAL		CONTRATACIÓN				GENERACIÓN EFECTIVA	
	GWh	Porcentaje	EPE	CESUR	Cientes	CMEC/CES	GWh	Porcentaje
Endesa .....	83.087	25,6	8.843	8.490	41.718	1.331	52.230	16,1
Iberdrola .....	67.123	20,7	8.843	7.337	14.742	0	51.662	15,9
Unión Fenosa .....	30.682	9,5	0	4.494	14.536	0	21.167	6,5
EDP/HC .....	37.429	11,5	0	3.756	12.692	15.454	13.751	4,2
Viesgo .....	7.298	2,2	0	629	893	0	6.537	2,0
GN .....	18.526	5,7	0	4.009	6.818	0	13.112	4,0
Otros .....	75.784	23,3	0	26.226	4.073	0	60.634	18,7
Importaciones .....	4.629	1,4	0	0	0	0	4.629	1,4
<b>Total .....</b>	<b>324.558</b>	<b>100,0</b>	<b>17.686</b>	<b>54.941</b>	<b>95.472</b>	<b>16.786</b>	<b>223.723</b>	<b>68,9</b>
<b>IHH .....</b>	<b>1.343</b>						<b>593</b>	

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

ningún agente tenga una cuota de mercado mayor del 25 por 100 (6). De hecho, con tales niveles de concentración la Comisión considera que, en general, no es necesario proceder a un análisis pormenorizado de este tipo de mercados.

Aun así, estos indicadores siguen sobreestimando las cuotas de mercado efectivas de los distintos generadores en 2008, ya que ignoran el hecho de que en más de un 70 por 100 de las horas la interconexión con Francia no ha estado saturada, y el mercado geográfico relevante ha sido el ibérico.

En cuadro n.º 8 muestra las cuotas de mercado resultantes de ponderar cada cuota de mercado según el número de horas en las cuales cada definición del mercado geográfico es relevante, y partien-

do de las cuotas de mercado efectivas, para tener en cuenta el hecho que los contratos mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado.

Por lo tanto, una vez se tiene en cuenta el estado de las interconexiones y el efecto de los contratos, la cuota efectiva de los generadores más grandes cae por debajo del 10 por 100, lo que se constituye como un resultado muy alejado de aquellas consideraciones que señalan que el mercado español ostenta un elevado grado de concentración, en el que dos empresas, Endesa e Iberdrola, actúan de forma coordinada.

Otro indicador relevante en relación con la estructura del mercado es el número de agentes con capacidad de marcar el precio del mercado (es decir,

CUADRO N.º 8

CUOTAS EFECTIVAS CON DIFERENTES DEFINICIONES DEL MERCADO GEOGRÁFICO, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008 (EN PORCENTAJE)

	Mercado Español	Mercado Ibérico	Mercado Europeo	Cuota media ponderada
Ponderación .....	14,6	14,2	71,2	
Endesa .....	18,20	16,10	3,22	7,24
Iberdrola .....	18,10	15,90	3,18	7,16
Unión Fenosa .....	7,50	6,50	1,30	2,94
EDP/HC.....	2,30	4,20	0,84	1,53
Viesgo .....	2,30	2,00	0,40	0,90
GN .....	4,60	4,00	0,80	1,81
Otros.....	47,00	51,30	90,26	78,41
Total.....	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

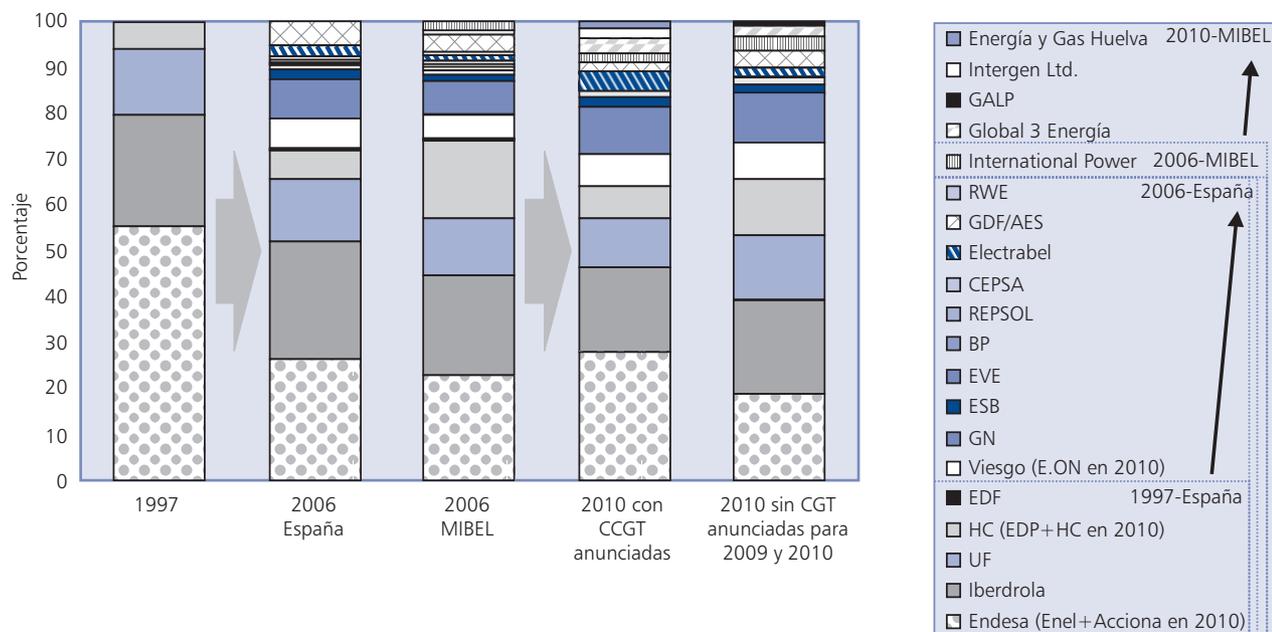
que son propietarios de capacidad marginal). Efectivamente, cuanto mayor sea el número de agentes con costes similares mayor será la presión competitiva, ya que un agente que pretenda ejercer poder de mercado incrementando su oferta por encima de sus costes de oportunidad se encontrará con una

multitud de competidores dispuestos a tomar su lugar en la orden de mérito.

Como puede verse en el gráfico 4, el número de agentes que compiten en la franja de costes correspondientes a la tecnología marginal se ha triplicado

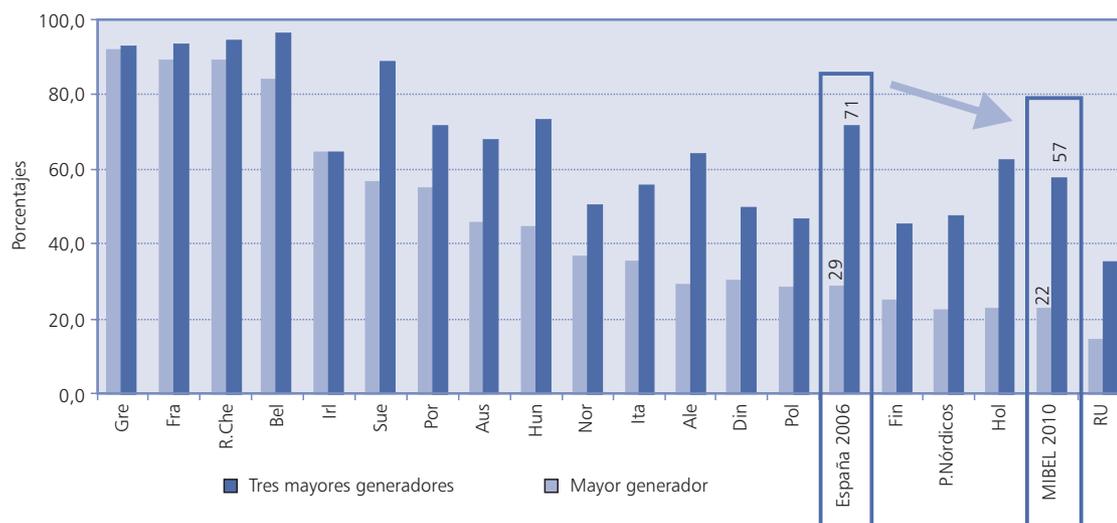
GRÁFICO 4

EVOLUCIÓN DEL PARQUE DE POTENCIA INSTALADA CON CAPACIDAD DE MARCAR PRECIO (FUEL, CICLOS COMBINADOS Y CARBÓN) EN ESPAÑA POR AGENTE - NUEVOS ENTRANTES EN GENERACIÓN



Fuente: REE, MITyC y elaboración propia.

GRÁFICO 5  
COMPARACIÓN DEL NIVEL DE CONCENTRACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO  
EN DISTINTOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA



*Nota:* MBEL 2010 calculado asumiendo que no hay entrada de nuevas CCGT en 2009 y 2010 (4.300 horas/año de utilización para centrales de carbón y CCGT, entrada de CCGT supone una caída inviable de horas).

*Fuente:* Elaboración propia a partir de información pública de reguladores, asociaciones, anuarios sectoriales, etcétera.

en la última década, pasando de 5 a 15-16. Esta evolución de la rivalidad es probablemente única en los mercados eléctricos del entorno español (véase el gráfico 5).

Las cifras muestran que, de hecho, muy pocos países de la Unión Europea pueden mostrar una evolución pro-competitiva similar a la del mercado español. De hecho, se prevé que en 2010 tan sólo el Reino Unido presentará una estructura del sector eléctrico más competitiva que la de España.

Es importante tener en cuenta todas las consideraciones expuestas a lo largo de este apartado, ya que su omisión puede llevar a elaborar un diagnóstico erróneo basado en una estructura de mercado que ya no es la actual, o únicamente en la estructura del mercado, llegando a plantearse intervenciones sobre el sector eléctrico español que no sólo son innecesarias e ineficientes, sino que ni tan siquiera se llegan a plantear para otros sectores de la economía española con una estructura en realidad menos competitiva.

#### 4. Barreras a la entrada

Para que las empresas tengan la capacidad y el incentivo a abusar de su posición, es condición necesaria, aunque no suficiente, que existan barreras a la entrada en dicho mercado. De otro modo, un incremento no competitivo del precio del mercado inducirá una mayor entrada por parte de otros competidores. El resultado será que, tras la entrada, el precio del mercado retornará a un nivel coherente con los costes de suministro, pero, además, la empresa que retiró capacidad (ya sea incrementando su precio de oferta o dejando de ofertar una determinada central) sufrirá una reducción en su volumen de venta.

En este sentido, no es probable que existan barreras a la entrada en mercados que han experimentado un nivel importante de entrada por agentes distintos a los tradicionales, como parece haber sido el caso en España. Por ejemplo, en su informe relativo a las subastas de energías primarias y CESUR, la CNE (2008) señala lo siguiente:

CUADRO N.º 9

## PROPIEDAD DE LA NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO EN ESPAÑA (MW), 2002-2008

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Endesa .....	812	400	0	0	398	0	800
Iberdrola .....	800	578	212	1.575	1.234	850	0
UEF .....	0	0	792	794	374	1.600	0
HC .....	393	0	0	0	0	800	0
Viesgo .....	0	0	0	0	0	800	0
Gas Natural .....	797	0	0	790	1.269	800	400
Otros .....	0	600	603	749	2.333	285	800
<b>Total anual .....</b>	<b>2.802</b>	<b>1.578</b>	<b>1.606</b>	<b>3.908</b>	<b>5.608</b>	<b>5.135</b>	<b>2.000</b>
<b>Acumulado total .....</b>	<b>2.802</b>	<b>4.380</b>	<b>5.986</b>	<b>9.894</b>	<b>15.502</b>	<b>20.637</b>	<b>22.637</b>
<b>Acumulado END+IBD (porcentaje) ..</b>	<b>58</b>	<b>59</b>	<b>47</b>	<b>44</b>	<b>39</b>	<b>33</b>	<b>34</b>

Nota: No se tienen en cuenta la operación E.On/Enel/Acciona ni la compra del 50% de Tarragona Power por Iberdrola  
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

La nueva potencia de generación eléctrica que se ha instalado en 2006 y que se prevé instalar a finales de 2007 y en 2008 en el régimen ordinario asciende a un total de casi 7.500 MW, representando un incremento acumulado de más del 13,5 por 100 con respecto a la potencia instalada a finales de 2005 (54.829 MW). Los detalles de este crecimiento se muestran en los cuadros siguientes, de los cuales es importante destacar dos aspectos: (1) el 100 por 100 de la potencia instalada o prevista es de centrales de ciclo combinado de gas; (2) *el 62 por 100 de la misma se ha realizado o se realizará por empresas distintas de los operadores que ostentan mayores cuotas de mercado, ENDESA e IBERDROLA.*

De hecho, este proceso de entrada no es un fenómeno reciente, sino que desde la liberalización del mercado eléctrico en España, y empezando en 2002 (en el periodo 1998-2001 existió un exceso de capacidad de generación importante que implicaba que no fuera necesaria la entrada de nuevas centrales), se han incorporado unos 22.600 MW de nueva capacidad de generación en el Régimen Ordinario.

Como se observa en el cuadro n.º 9, no solamente se ha producido un volumen importante de nueva entrada en este periodo, sino que solamente un 34 por 100 de la nueva capacidad ha sido construida por Iberdrola o Endesa, y un 42 por 100 lo ha sido por agentes anteriormente no presentes en el sector eléctrico (Gas Natural y otros).

Cabe señalar, en el mismo sentido, que esta entrada se refiere únicamente a centrales del Régimen Ordinario, habiendo existido en realidad un volumen importante de entrada en el Régimen Especial, con un porcentaje incluso superior de agentes no presentes anteriormente en el sector eléctrico español.

Así, teniendo en cuenta esta información, la hipótesis de existencia de barreras significativas a la entrada en la actividad de generación no es coherente con la evidencia empírica.

En ocasiones, se señala que para que la amenaza de entrada sea efectiva ésta debe poder producirse en un plazo inferior a los dos años, mientras que el plazo para la construcción de nuevas centrales de generación (centrales de ciclo combinado) se sitúa probablemente en los dos-tres años.

Sin embargo, es preciso matizar esta consideración. El hecho de que la entrada tarde más de dos años en producirse no implica que la amenaza de entrada no tenga ningún impacto sobre los incentivos a ejercer poder de mercado. En efecto, aunque la entrada se demore más de dos años, cuando se produzca, el agente que retiró capacidad (ya sea incrementando su precio de oferta o realmente retirando físicamente capacidad) sufrirá una reducción en su volumen de venta (si mantiene su estrategia de retirada) o una reducción en el precio que obtiene (si vuelve a adoptar una estrategia competitiva).

Por lo tanto, la evidencia sugiere en principio que en el mercado eléctrico español no existen barreras a la entrada que puedan dar lugar a problemas de poder de mercado.

## 5. Análisis del factor de utilización

Si un generador está ejerciendo poder de mercado con vistas a incrementar el precio, su producción se verá reducida con respecto al nivel que hubiera tenido si su comportamiento hubiera sido

competitivo. Por lo tanto, si los generadores con mayor cuota de mercado ejercen poder de mercado, se tenderá a observar una relación inversa entre las cuotas de mercado de los distintos generadores y las horas de funcionamiento de sus centrales. Es decir, cuanto mayor es la cuota de mercado de un agente, menor es su factor de carga, y viceversa.

Evidentemente, las diferencias en los factores de carga entre agentes pueden deberse a otros factores, tales como diferencias en los costes de combustible de los distintos agentes. Del mismo modo, es razonable que distintas centrales tengan distintos factores de utilización; por ejemplo, porque hayan tenido distintos factores de disponibilidad o porque se encuentren en zonas de restricciones y hayan sido llamadas a funcionar para resolverlas aun cuando el precio del mercado diario haya sido inferior a su coste de funcionamiento.

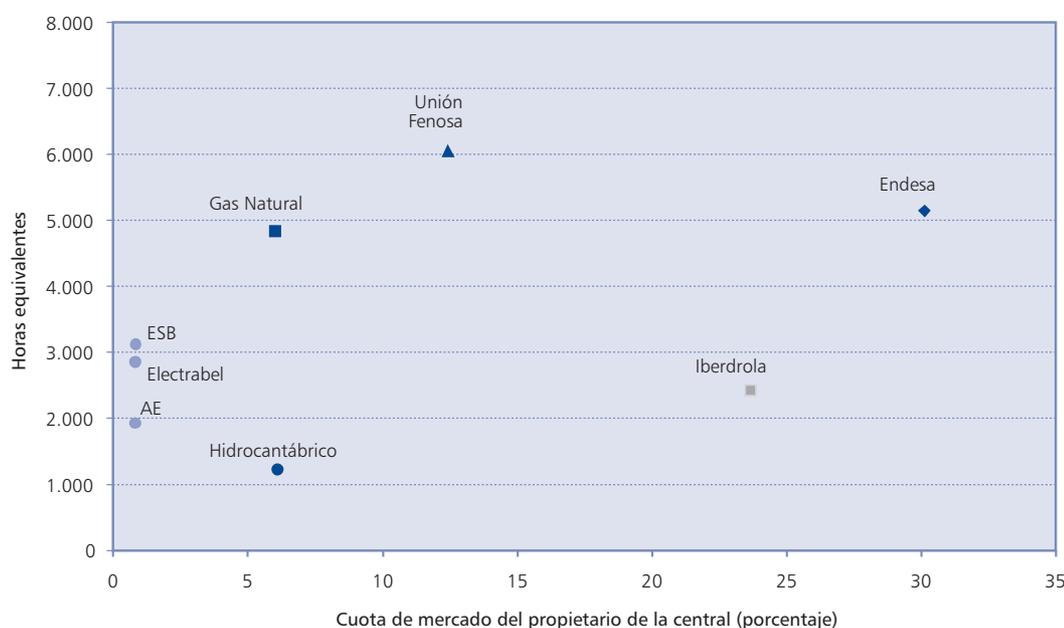
Por lo tanto, la mera observación de que distintos agentes tienen diferentes horas de funcionamien-

to en media, o que un agente concreto tenga distintas horas de funcionamiento en distintas centrales, no es evidencia de abuso (tampoco lo es de lo contrario), ya que pueden existir diversos motivos competitivos para tales diferencias. Sin embargo, este análisis puede aportar un indicio interesante en la medida en que se observe una relación inversa entre cuota de mercado y factor de utilización.

Los gráficos 6 y 7 muestran los factores de utilización que las distintas empresas tienen en centrales de ciclo combinado y de carbón.

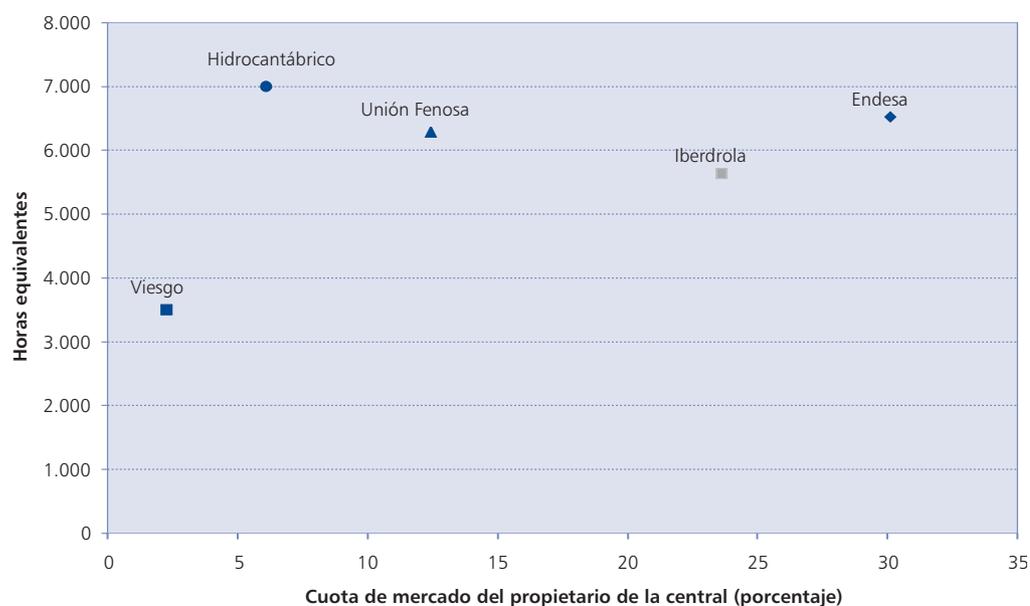
A la vista de estos gráficos, no parece que en el caso del mercado eléctrico en España los agentes con mayor cuota de mercado tengan un menor número de horas de funcionamiento (de hecho, una regresión lineal indicaría lo contrario). Ello sugiere que los agentes de mayor tamaño no retiran capacidad, ya sea ofertándola a un precio superior a sus costes o declarándola indisponible, con el objetivo de ejercer poder de mercado en el mercado *spot*, sino que su comportamiento es competitivo.

GRÁFICO 6  
FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS, POR AGENTE, 2007



Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

GRÁFICO 7  
**FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LAS CENTRALES DE CARBÓN, POR AGENTE, 2007**



Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

## 6. Impacto sobre el medio ambiente

La experiencia española de los últimos diez años ha puesto de manifiesto que en un sistema liberalizado es posible internalizar los costes del CO<sub>2</sub> en el precio de la electricidad y avanzar hacia un *mix* de producción cada vez más limpio, con un elevado peso de las energías renovables.

La Directiva 87/2003 implantó un sistema de comercio de emisiones en la Unión Europea (sistema *cap & trade*), por el que se establecía un límite de emisiones para el conjunto de la Unión Europea (*cap*), distribuyendo los derechos de emisión por Estado miembro a través de planes nacionales de asignación (PNA) y la posibilidad de comerciar en el mercado europeo de derechos de emisión (*trade*). El sistema comenzó a funcionar el 1 de enero de 2005, se aplica a todos los sectores industriales (sector cerámico, papelería, generación eléctrica, refino...) y consta de dos fases: 2005-2007 y 2008-2012.

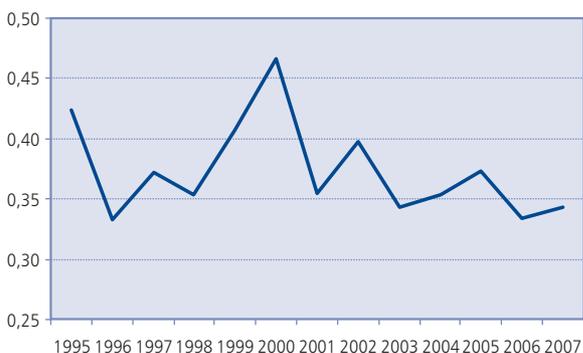
La Directiva establece que cada Estado miembro deberá elaborar un PNA en el que se determinen

la cantidad total de derechos de emisión a asignar, en su mayoría gratuitamente, durante cada una de las fases. Hasta la fecha han sido aprobados el PNA 2005-2007 y el PNA 2008-2012.

El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> depende del equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado europeo de derechos de emisión. De esta manera, se forma el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub>, que se constituye como la señal que indica el coste de emitir una tonelada de CO<sub>2</sub>.

El mercado eléctrico español, al igual que el resto de los mercados europeos, ha incorporado los principios del sistema de comercio de derechos de emisión, y el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> se ha constituido como un coste más de producción. Su internalización en los costes del suministro eléctrico ha contribuido al crecimiento de los precios de la electricidad y a la implantación de tecnologías menos emisoras, como los ciclos combinados de gas natural, la hidráulica, etc. En el gráfico 8 se aprecia la reducción en el factor emisión (kg CO<sub>2</sub> por kWh) del sector eléctrico español.

GRÁFICO 8  
**FACTOR DE EMISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO  
 (KG CO<sub>2</sub>/kWh)**



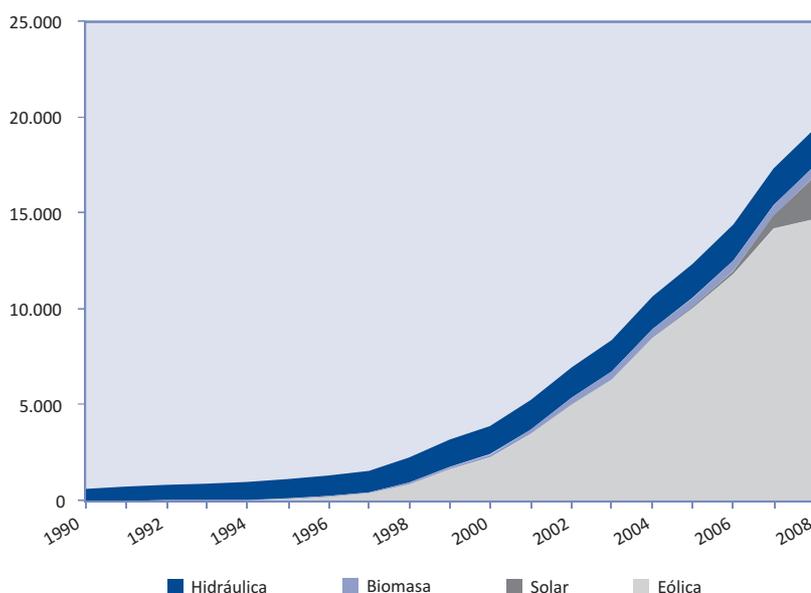
Fuente: UNESA.

En el ámbito de las energías renovables, es destacable también el éxito conseguido en cuanto a su desarrollo por la existencia de un esquema de apoyo eficaz y eficiente. El marco español de apoyo a las energías renovables, basado en el sistema de primas, ha sido respetuoso con los principios básicos

de funcionamiento del mercado eléctrico, concediendo a las instalaciones del régimen especial la opción de acogerse a una retribución basada en una tarifa o en el precio de mercado más una prima.

El marco de apoyo actual, cuyo máximo referente es el Real Decreto 661/2007, garantiza la predecibilidad y seguridad jurídica de los incentivos económicos. Se declara el derecho a la percepción de unos incentivos económicos (tarifas y primas) durante toda la vida de la instalación, con actualizaciones anuales ligadas a la variación del IPC, y con modificaciones cada cuatro años que sólo afectan a las instalaciones nuevas. Este marco también fomenta la integración en el mercado. Así, cuando las instalaciones opten por participar en el mercado de producción, la prima obtenida será variable en función del precio de mercado resultante en cada hora. Para ello, se establecen unos límites superior e inferior para cada una de las tecnologías, lo que se conoce con el término de *cap & floor*. Según este sistema, la prima se ajustará de tal forma que la retribución que obtendrá una instalación se encontrará en cada hora entre estos límites. En el diseño de esta regulación existe un incentivo implícito para la participación en el mercado, ya que el mecanismo de *cap & floor* es asimétrico (el *floor* está cercano a la tarifa regulada) y, además, el límite in-

GRÁFICO 9  
**EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA RENOVABLE INSTALADA EN ESPAÑA (MW)**



Fuente: CNE.

ferior reduce el riesgo para el productor de precio bajo en el mercado.

Los diversos análisis empíricos realizados por la Comisión Europea en sucesivas «comunicaciones de la CE sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables» en 2005 y 2008 han avalado la eficacia y eficiencia del sistema español, en el marco de los sistemas *feed in tariffs*, mostrando la compatibilidad entre el crecimiento de las energías renovables y la seguridad en el funcionamiento del sistema.

Un claro indicador de la eficacia del sistema español ha sido el fuerte crecimiento en la implantación de renovables en España, tal y como se aprecia en el gráfico 9, y el liderazgo adquirido por la industria española en el ámbito de la promoción, la generación y las máquinas. En efecto, la expansión de las energías renovables ha posicionado a España entre los líderes mundiales en energías renovables, especialmente en energía eólica, donde España ocupa el segundo lugar en el *ranking* mundial por participación de la potencia eólica en el sistema eléctrico (véase el gráfico 10).

En cuanto a la eficiencia del sistema español, las diversas comunicaciones de la Comisión Europea, comparando a lo largo de todos los estados miem-

bros el rango de costes según el potencial de generación y la variabilidad existente entre el apoyo medio y máximo, también han puesto de manifiesto que los sistemas de primas son los que más ajustan las retribuciones que reciben las tecnologías renovables a sus costes.

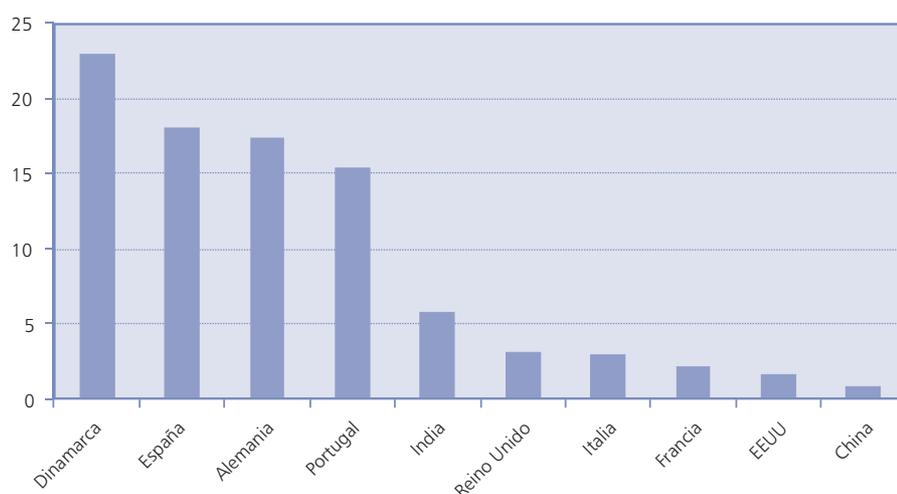
Aun cuando, en el ámbito de la internalización de los costes del CO<sub>2</sub> en el precio de la electricidad y la implantación de energías renovables, el balance del proceso de liberalización es positivo, la no internalización de todos los costes del suministro al precio de la electricidad (con la consiguiente generación del déficit tarifario) ha tenido un impacto negativo en términos medioambientales, por la mitigación de los incentivos a las mejoras en eficiencia energética. Ésta es una de las razones que han contribuido a que España registre una peor evolución de su intensidad energética (cantidad de energía necesaria para producir una unidad de PIB) frente al conjunto de la UE-15, lo que tiene un impacto negativo sobre la competitividad relativa de nuestro país.

## 7. Algunas distorsiones regulatorias: el déficit tarifario

A lo largo de estos diez años de liberalización, el proceso normativo en el sector eléctrico se ha aleja-

GRÁFICO 10

### PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA (PORCENTAJE)



Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

do en algunas ocasiones de la ortodoxia con la creación de figuras regulatorias y la aprobación de normativa que ha distorsionado el funcionamiento del mercado eléctrico y los incentivos de los agentes a la eficiencia. Así, el máximo exponente en este ámbito lo constituye la creación de déficit tarifario, que es la diferencia entre la cantidad total recaudada por las tarifas reguladas y los costes reales asociados a dichas tarifas.

El desacoplamiento entre las tarifas y los costes en que se ha incurrido para la provisión de las mismas se articuló principalmente a través del Real Decreto 1432/2002. En éste se fijaba una tasa de crecimiento máxima permitida a las tarifas, lo cual originaba la posibilidad del desacoplamiento, en la medida en que la evolución de los costes en los que realmente se ha incurrido era totalmente independiente de la tasa de crecimiento máxima fijada para las tarifas eléctricas.

Los efectos de esta normativa podrían considerarse negativos en términos de eficiencia, de desarrollo de la liberalización y del elevado déficit de tarifas acumulado al que ha dado lugar. Efectivamente, el sistema creado:

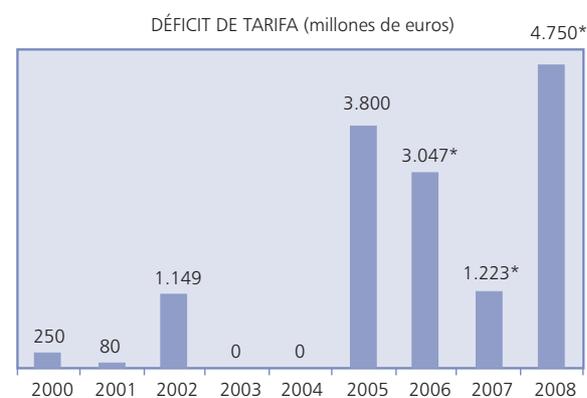
— Es insostenible a futuro tanto para las empresas, por la imposibilidad de financiar continuamente un déficit acumulado siempre creciente, como para los consumidores, por la inviabilidad, en términos de seguridad de suministro, de un modelo en el que el precio de un producto no cubre los costes de suministro.

— Reduce los incentivos a la eficiencia, especialmente para los consumidores, los cuales estaban aislados de la señal de precios del mercado, con las consiguientes ineficiencias en términos de consumo e inversión.

— Es incompatible con la liberalización misma, ya que imposibilitaba el desarrollo del mercado de comercialización de electricidad porque los suministros a mercado tienen un precio inevitablemente mayor que el de los suministros regulados.

En este contexto, ante un déficit tarifario creciente (gráfico 11), se han ido aprobando diversas normativas que han introducido distorsiones considerables. En marzo de 2006, el Gobierno trató de contener la creación de un nuevo déficit significativo publicando el Real Decreto-Ley 3/2006. En éste se fijaba provisionalmente el precio de las transacciones de compra-venta de energía entre empresas

GRÁFICO 11  
EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT DE TARIFA 2000-2008



Fuente: Liquidaciones de la CNE y MITyC.

de un mismo grupo empresarial en un valor regulado de 42,35 euros/MWh, y la minoración del importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a los productores de energía eléctrica. Esta intervención del mercado dio lugar a numerosos problemas y fue finalmente suprimida al inicio del año siguiente.

A finales de 2006 se publicó el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de 2007. En él se toman varias medidas para intentar solventar el problema del déficit, aunque en realidad ninguna de ellas actúa directamente sobre el origen del problema, la adecuación de las tarifas a los costes reales de proveer el servicio.

En primer lugar, se reconoció un déficit *ex-ante* al inicio del periodo. Esto significó una tarifa eléctrica insuficiente para cubrir los verdaderos costes de la energía.

En segundo lugar, se estableció que el proceso de compra-venta de energía para el suministro a tarifa se realizara a través de unas subastas (dando comienzo en junio 2007) creadas para tal fin. Con esta medida, se logró un precio de la electricidad para el suministro a tarifa más estable, limitando así el riesgo de la magnitud final del déficit.

Durante el año 2007, el Gobierno siguió sin adecuar las tarifas a su nivel real, justificando su decisión con el argumento de «responsabilidad políti-

ca». Para evitar un incremento mayor del desfase entre ingresos y costes regulados, se modificaron las regulaciones relativas a algunos conceptos de coste incluidos en las tarifas. La motivación de estas modificaciones podría encontrarse en el objetivo de reducir los costes soportados por la tarifa, lo cual se traduce directamente en una reducción del déficit tarifario. Entre estas modificaciones se encontrarían los pagos por capacidad o el incremento de los costes a la nuclear, traspasándolos a las empresas cuando antes eran soportados por la tarifa. Este tipo de motivaciones en ningún caso podría considerarse una buena práctica regulatoria, y resultan inevitablemente en una mayor percepción de inestabilidad y riesgo regulatorio.

En noviembre de 2007 se aprobó el Real Decreto-Ley 11/2007, que buscaba la detracción de la actividad de producción de energía eléctrica del mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2005-2007, extendiendo su ámbito de aplicación al periodo 2008-2012. Es destacable que se incluían en el ámbito de la detracción tanto los productores que habían recibido derechos gratuitos como los que no. Dicha norma ha sido recurrida por diversas empresas y denunciada por UNESA ante la Comisión Europea.

Junto a las distorsiones generadas por normativa asociada, directa o indirectamente, a la existencia de la figura del déficit tarifario, la propia diferencia entre precios implícitos en las tarifas reconocidas y precios de mercado con cargo al consumo futuro plantea problemas de eficiencia y barreras al desarrollo de la actividad de comercialización.

Problemas de eficiencia porque, al bajar los precios actuales y elevar los precios futuros, se favorece el incremento del consumo presente en unos momentos en que la consecución de la eficiencia energética, para facilitar la transición hacia modelos energéticos más sostenibles que los actuales, constituye un objetivo clave de la política energética europea. Contener los precios actuales de la energía, financiándolos con cargo al consumo futuro, eleva el consumo presente respecto a los niveles requeridos y eficientes en un modelo sostenible.

El mantenimiento artificial de tarifas bajas, al inducir al consumo energético, obliga a funcionar a las centrales más ineficientes medioambientalmente hablando, generando muchas más emisiones de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas y SO<sub>2</sub>, lo cual aleja a España aún más de los compromisos internacionales adqui-

ridos. Dicho consumo adicional genera un empeoramiento del grado de autoabastecimiento energético, al ser España importador neto de los combustibles necesarios para alimentar esos consumos ineficientes. Dichas importaciones, tanto de combustibles como de derechos de CO<sub>2</sub>, empeoran la balanza comercial de la economía española.

Por otro lado, el déficit de tarifa elimina la competencia en la comercialización libre debido a la imposibilidad de que los comercializadores puedan batir en el mercado a unas tarifas integrales fijadas por debajo de costes, y que sirven de refugio a los consumidores. Así, sin duda, el déficit tarifario se constituye como uno de los principales obstáculos con los que cuenta el mercado eléctrico español para consolidar su proceso de liberalización.

### III. EL DEBATE «REGULACIÓN VS. LIBERALIZACIÓN»

A pesar del éxito de la liberalización del sector eléctrico, que culminará con la desaparición de las tarifas integrales y la salida de los distribuidores del mercado, todavía surgen dudas en determinados sectores de opinión sobre los beneficios que comporta el funcionamiento de la generación eléctrica bajo los principios del mercado. En este sentido, la experiencia empírica, en cualquier ámbito de la economía, ha mostrado que mientras que la economía de mercado genera eficiencia productiva y asignativa, de modo que resulta en menores costes y precios para los consumidores, los sistemas regulados fomentan los grupos de presión y arbitrariedades, resultando en mayores costes y precios para los consumidores.

En el caso de España, es difícil imaginar qué es lo que hubiera ocurrido si hubiéramos seguido operando bajo el Marco Legal Estable, pero la experiencia con la liberalización en las distintas jurisdicciones de los Estados Unidos proporciona una evidencia trasladable al caso español.

La defensa de la intervención del Estado en el funcionamiento del mercado eléctrico también suele venir justificada bajo el argumento de que «el sector eléctrico es diferente». Sin embargo, tales argumentos pueden reflejar una percepción distorsionada o desactualizada sobre cómo funcionan los mercados. Algunos de los argumentos que se suelen ofrecer como muestra de la particularidad del sector eléctrico son: la imposibilidad de almacenar la electricidad, la coexistencia de diferentes tecnologías y la existencia de tecnologías agotadas.

## 1. El debate conceptual

La comparación de las distintas posibles organizaciones de la actividad eléctrica supone considerar las eficiencias, incentivos y señales que cada una de ellas crea y sus respectivos resultados empíricos. En este epígrafe se compara el funcionamiento y resultados de un esquema de mercado competitivo frente a un entorno regulado del tipo del Marco Legal Estable. Fruto de esta comparación se obtiene que el mercado maximiza la eficiencia productiva y asignativa y la flexibilidad de las decisiones de los agentes.

### 1.1. Eficiencia productiva

La eficiencia productiva se refiere a la toma de aquellas decisiones que conducen a la producción a mínimo coste. De ese modo se minimizan los recursos necesarios para cualquier nivel de producción de forma coherente con la maximización del bienestar social.

La eficiencia productiva es el resultado natural de los fuertes incentivos que el mercado da a las empresas, para las cuales una ganancia de eficiencia (mayor productividad, menor insumo, menor coste, etcétera) implica:

— Una ventaja competitiva, en la forma de una mayor probabilidad de ser casadas en el mercado frente a sus competidores y de obtener un mayor margen.

— Un mayor beneficio, el cual puede serles arrebatado por la propia dinámica competitiva, en la for-

ma de un menor precio de mercado, si sus competidores obtienen ganancias de eficiencia iguales o mayores que puedan trasladar a sus ofertas al mercado.

En contraposición, los incentivos en un entorno regulado son más débiles. Efectivamente, en un entorno regulado siempre existe, cuando menos, el riesgo de que la ganancia de eficiencia sea capturada por el regulador y de que un determinado coste o inversión no sea adecuadamente reconocida por éste.

Estos riesgos inevitablemente minoran el incentivo a obtener ganancias de eficiencia por parte de las empresas en los entornos regulados (7). El impacto y la relevancia de estos incentivos se aprecia, por ejemplo, en los EE.UU., donde conviven jurisdicciones reguladas y desreguladas, lo que posibilita establecer comparaciones razonables en cuanto a sus niveles de eficiencia. Como puede observarse en los cuadros n.ºs 10 y 11, las eficiencias obtenidas en las desreguladas son significativamente mayores que en las reguladas (8).

Estos resultados confirman las estimaciones realizadas por académicos antes de disponer de datos de sistemas liberalizados (9). De hecho, la posibilidad de mejoras en la eficiencia productiva ha sido uno de los motivos fundamentales por los cuales se ha optado, en la mayor parte de las economías desarrolladas, por pasar de un esquema en el cual la remuneración que obtiene cada empresa era regulada a uno en el cual la remuneración depende de lo bien que compita en el mercado y atienda las necesidades de los consumidores.

CUADRO N.º 10

#### EFICIENCIAS OBTENIDAS EN EMPRESAS DESREGULADAS VS. EMPRESAS REGULADAS

Concepto	Evolución	Impacto económico diferencial
Costes laborales	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia de las jurisdicciones desreguladas frente a las reguladas.	Coste en las jurisdicciones desreguladas un <b>6% inferior</b> que en las reguladas
Costes de operación, excluyendo combustibles	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia de las jurisdicciones desreguladas frente a las reguladas.	Coste en las jurisdicciones desreguladas un <b>12% inferior</b> que en las reguladas
Utilización de las centrales de carbón	Tras el paso a mercado se observa un incremento medio de la utilización de 8%, no igualado por las centrales reguladas.	<b>Ahorro de 300 M\$/año</b> a los precios <i>forward</i> vigentes en octubre de 2008
Rendimiento de las centrales térmicas	Rendimiento 2% superior en el caso de las centrales a mercado respecto a las que continúan reguladas.	<b>Ahorro de 550 M\$/año</b> a los precios <i>forward</i> vigentes en octubre de 2008

Fuente: The NorthBridge Group (2008: 44-48).

CUADRO N.º 11

## EFICIENCIAS OBTENIDAS EN EMPRESAS DESREGULADAS VS. EMPRESAS REGULADAS

Concepto	Evolución	Impacto económico diferencial en
Costes laborales	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia en las jurisdicciones desreguladas que en las reguladas, especialmente en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.	Coste en las jurisdicciones desreguladas: — un <b>3-5% inferior</b> que en las reguladas con propiedad privada. — un <b>6% inferior</b> que en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.
Costes de operación, excluyendo combustibles	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia en las jurisdicciones desreguladas que en las reguladas, especialmente en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.	Coste en las jurisdicciones desreguladas: — un <b>3-5% inferior</b> que en las reguladas con propiedad privada. — un <b>12% inferior</b> que en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.

Fuente: K.R. Fabrizio et al. (2007: 1250-1277).

## 1.2. Eficiencia asignativa

La eficiencia asignativa se refiere a que los productos se destinen a aquellos usos en los cuales su valor sea el mayor. De ese modo, se maximiza el valor de los recursos disponibles de forma coherente con la maximización del bienestar social.

La clave para alcanzar la eficiencia asignativa se encuentra en que los precios reflejen los costes marginales de los productos y recursos. De ese modo, solamente se consumirán productos ahí donde su valor exceda su coste. Esto no se aplica exclusivamente sobre los consumidores finales, sino también sobre los consumidores industriales.

En un sistema regulado, el regulador no dispone de información sobre el nivel de los costes marginales, sino solamente sobre el nivel de los costes totales. Evidentemente, el regulador puede desarrollar estudios sobre el nivel de los costes marginales de cada actividad, pero no es una cuestión prioritaria, y la credibilidad de las respuestas que obtiene se ve disminuida por el amplio margen de incertidumbre que acompaña a dichas estimaciones.

El que las tarifas reflejen los costes medios o los costes marginales de suministro no tiene implicación alguna sobre el nivel de recaudación. Las tarifas siempre deben ser suficientes, y es posible diseñar tarifas que reflejen los costes marginales de suministro y que recuperan cualquier nivel de recaudación que se desee. Por lo tanto, el pasar de unas tarifas basadas en costes medios a unas tarifas basadas en costes marginales no tiene por qué tener impacto alguno sobre el nivel de recaudación.

En contraste, en un sistema eléctrico organizado alrededor de un mercado liberalizado, es mucho más probable que los precios que ven los consumidores reflejen los costes marginales de suministro.

— El precio del mercado mayorista revela, de forma natural y directa, el coste marginal asociado con la producción de electricidad. No son precisos modelos técnicos de despacho ni supuestos más o menos valerosos sobre el coste de producción que pudieran poner en duda la precisión o el valor de la estimación. El coste marginal de producción se puede trasladar, de forma objetiva y matemática, a las tarifas integrales o de suministro de último recurso, si el regulador lo desea.

— En un mercado completamente liberalizado, la presión por conseguir clientes implica que los comercializadores se esforzarán por adaptar su oferta a las necesidades y patrones de consumo de sus clientes, buscando formas de permitirles optimizar su consumo para así poder atraerles con promesas de descuentos. El resultado es una oferta comercial donde, por ejemplo, los periodos horarios reflejan con mayor precisión las pautas de consumo de cada consumidor, y con ello el coste incremental del consumo de cada consumidor.

— En un sistema de mercado liberalizado, los comercializadores tendrán incentivos a adaptar su oferta comercial a las condiciones de mercado en cada momento. Si el precio del mercado mayorista se reduce, reducirán sus propios precios para evitar perder consumidores, mientras que si el precio del mercado mayorista se incrementa, incrementarán sus propios precios para evitar incurrir en pérdidas.

En contraste, en un sistema regulado, la revisión de las tarifas es un proceso altamente politizado, y los distintos gobiernos buscan formas de evitar incrementar las tarifas, aunque los costes de suministro se hayan incrementado, ante el temor cierto de que el partido de la oposición lo utilice para atacar al partido en el gobierno.

Por lo tanto, en un sistema eléctrico organizado alrededor de un mercado liberalizado, es mucho más probable que los precios que ven los consumidores reflejen los costes marginales de suministro que en un sistema en el cual las actividades estén todas ellas reguladas.

La configuración del mercado también tiene un impacto desde el punto de vista medioambiental. Por norma general, los costes medios son muy inferiores a los costes marginales en horas punta, por lo que las tarifas basadas en costes medios tienden a subestimar el coste de suministro real, especialmente en horas punta. A esto se añade el hecho de que, mientras que en un sistema regulado las empresas no tienen incentivos a fomentar la interrumpibilidad (se reduce el consumo, y con ello su compensación), en un sistema liberalizado las empresas comercializadoras investigarán y promoverán todos aquellos esquemas que lleven a una reducción del coste de suministro, incluyendo la interrumpibilidad, y no solamente de grandes consumidores industriales.

El resultado es que en un sistema regulado se produce un exceso de consumo en las horas punta, en comparación con un sistema de mercado liberalizado. Esto tiene dos implicaciones relevantes para esta discusión.

— En un sistema regulado es necesario disponer de una mayor capacidad de generación en el sistema para atender esa mayor demanda, lo cual supone un despilfarro de recursos.

— Las centrales utilizadas para atender el consumo en punta tienden a tener un nivel de eficiencia energética inferior al de las centrales de llano por varias razones. Al funcionar pocas horas, no suelen ser objeto de grandes inversiones, y su flexibilidad en la puesta en marcha y la parada implica consumos de combustibles asociados que reducen su eficiencia.

Por todo ello, las centrales que funcionan para atender la demanda en punta tienen un consumo de combustible mayor, y con ello, generalmente, un mayor impacto medioambiental, que el de las centrales de valle o base.

Por lo tanto, en un sistema liberalizado los precios que perciben los consumidores tenderán a reflejar mejor los costes marginales de suministro, lo que implica una mayor eficiencia asignativa (10).

### 1.3. *Riesgo moral (11)*

En un mercado, las empresas toman sus decisiones de inversión en función de sus expectativas del precio de mercado —equilibrio futuro entre oferta y demanda. Obviamente, esta expectativa está sujeta a multitud de riesgos (p.ej., demanda, costes, obsolescencia tecnológica, etc.), los cuales son amplificados por la larga vida útil de los activos.

A pesar de este entorno de riesgo, la dinámica competitiva en un mercado correctamente diseñado crea los incentivos para que las inversiones de las empresas sean eficientes, tendiendo a crear un parque de generación que se adecue a las preferencias de los consumidores, y minimizando el precio del mercado y, por tanto, el coste para los consumidores. Efectivamente:

— Una expectativa de déficit de capacidad (p.ej., por crecimiento de la demanda o fin de la vida de centrales) implica precios elevados. Con éstos, la rentabilidad esperada de una inversión aumenta, haciendo ésta viable. Así, habrá inversiones hasta el punto en el que desaparezca la expectativa de déficit de capacidad y, con ella, la de precios elevados (hasta el punto en que el precio esperado iguale el coste de entrada). Esta contención de precios, propia de la dinámica del mercado, es claramente eficiente.

— Una situación de exceso de capacidad sería igualmente ineficiente, ya que supondría utilizar recursos por encima de la valoración de los consumidores. ¿La respuesta del mercado? La expectativa de exceso de capacidad implica precios bajos. Con éstos, la rentabilidad esperada de una inversión se reduce, haciendo ésta inviable. Así, es muy improbable que haya inversión hasta que la expectativa de exceso de capacidad y, con ella, de precios bajos haya desaparecido (nuevamente, hasta el punto en que el precio esperado iguale el coste de entrada). La contención de la inversión ante una expectativa de exceso de capacidad, propia de la dinámica del mercado, es claramente eficiente.

Por tanto, un mercado crea los incentivos para que las inversiones sean eficientes. Esto no significa que a lo largo del tiempo no se produzcan episodios

de excesos/déficit de capacidad (la inversión se decide con base en expectativas, las cuales no siempre se cumplen), pero sí que las empresas tengan fuertes incentivos a minimizar estas situaciones, de lo que resulta un parque de generación y un precio en media optimizado a lo largo del tiempo.

Otro incentivo creado por el mercado es la rápida adopción de nuevas tecnologías, independientemente de que sean o no necesarias adiciones de capacidad. Efectivamente, en la medida en que una nueva tecnología tenga una estructura de costes tal que resulte eficiente invertir en ella, habrá empresas que la desarrollen aunque su entrada signifique el desplazamiento de centrales existentes, la pérdida de inversiones aún no recuperadas o incluso la creación de un exceso de capacidad. Esto también es eficiente.

En contraposición, un entorno regulado no puede crear señales a la inversión tan fuertes: las decisiones de inversión de las empresas se basan en los criterios del regulador (imbuidos en las reglas de reconocimiento de inversiones, en la planificación administrativa de la generación, etc.), los cuales son inevitablemente imperfectos.

a) Los criterios del regulador no necesariamente reflejan adecuadamente la valoración de los consumidores. Cómo determinar con criterios de eficiencia (coste vs. valoración del consumidor) cuál debería ser el margen de reserva o qué valor dar a la seguridad de suministro. En este sentido, es de destacar que en los últimos años del MLE el margen de reserva llegó al 35 por 100 (en 1996), un valor difícilmente justificable. En el caso de EE.UU., a mitad de los años setenta y en un entorno totalmente regulado, el margen de reserva se situó por encima del 30 por 100 y la utilización media de las centrales de carbón por debajo del 50 por 100, valores igualmente injustificables (The NorthBridge Group, 2008: 23).

b) El regulador puede tener incentivos que le hagan desviarse del mejor resultado posible para los consumidores. En este sentido, los siguientes son casos bien conocidos:

— Incentivo a la sobreinversión para evitar ser culpabilizado en caso de problemas de suministro. Como evidencia empírica, considerar en España el caso de la moratoria nuclear o, en EE.UU., los casos de exceso de inversión en nucleares de los años 70 (coste de la ineficiencia estimado de 150.000 M\$ a valor 2007). Este sobrecoste se tradujo en un incremento innecesario en las tarifas de los consumidores (The NorthBridge Group, 2008: 17-18).

— Incentivo a asumir objetivos de corto plazo a costa de objetivos de medio/largo plazo. Como evidencia empírica, cabe considerar nuevamente el caso de EE.UU., donde se observa una tendencia en las jurisdicciones reguladas a invertir en centrales de carbón, frente a las desreguladas, en las que la tendencia es invertir en ciclos combinados de gas natural (The North Bridge Group, 2008: 39). Así, mientras que los mercados estarían considerando los costes futuros asociados al cambio climático (visión de más largo plazo), las jurisdicciones reguladas estarían considerando tan sólo la contención de tarifas (visión cortoplacista —emiten un 30 por 100 más de CO<sub>2</sub>— y riesgo de que en el futuro la inversión en centrales de carbón sea irrecuperable).

Que sean las empresas quienes decidan y asuman el riesgo es preferible a que sea el regulador quien decida y los consumidores quienes asuman el riesgo, ya que las empresas en un mercado tienen los incentivos para una mejor toma de decisiones. Esto resulta especialmente relevante en situaciones como la actual, caracterizada por:

— una significativa incertidumbre (evolución de la demanda, combustibles, etc.), y

— una significativa necesidad de inversión selectiva (objetivos de renovables vs. capacidad hidráulica / térmica de respaldo, y cambio en los criterios tradicionales de selección de tecnologías).

#### 1.4. *El mercado maximiza la flexibilidad de las decisiones, reduciéndose el coste de errores*

Otro factor diferencial en cuanto a eficiencia entre un mercado y un entorno regulado es la flexibilidad y rapidez en adaptarse ante cambios del entorno económico (p.ej., demanda, costes de inversión, de combustibles, etc.). Efectivamente, en un entorno regulado las decisiones de inversión tienen un importante componente administrativo y burocrático (permisos, reconocimientos, elaboración de planificaciones, etc.); el regulador tiene una cierta «lejanía» respecto a las condiciones económicas reales, y la remuneración de las actividades y la fijación de las tarifas a consumidores finales corren el riesgo de guiarse por un conjunto de objetivos diferentes de los de la propia eficiencia.

Esto, combinado con el problema de incentivos antes descrito, hace que la flexibilidad/rapidez en adaptar inversiones en un entorno regulado sea me-

nor que en un mercado. En este sentido, la evidencia empírica resulta reveladora. En EE.UU., entre 1998 y 2001 las condiciones eran muy favorables para la entrada de ciclos combinados y se produjo de hecho una fuerte inversión. A partir de 2001 estas condiciones cambiaron: el *spread* gas-electricidad se redujo hasta hacer ineficiente nueva entrada. Mientras que la respuesta a este cambio en las jurisdicciones desreguladas fue cancelar el 78 por 100 de la capacidad con entrada planificada para 2003, en las jurisdicciones reguladas dicha cancelación fue de sólo el 37 por 100 (The North Bridge Group, 2008: 51). Claramente, dado que el regulador garantiza la recuperación de costes de las inversiones en los esquemas regulados, eso implica que el exceso de inversión se repercute en los consumidores, quienes no tienen otra opción que financiar de inversión, a pesar de tratarse de centrales innecesarias.

## 2. ¿Es distinto el sector eléctrico?

Como se ha visto a lo largo de los epígrafes anteriores, tanto la teoría como la evidencia desaconsejan un retorno a un sistema regulado o intervenido. La superior eficiencia productiva y asignativa, junto a la transferencia de las mismas a los consumidores forzada por la dinámica competitiva, hace que los precios que finalmente llegan a los consumidores sean a lo largo del tiempo menores en el caso de un mercado que en el caso de un entorno regulado, siempre que no existan elementos distorsionadores tales como el déficit de tarifas.

Desde los sectores defensores de la intervención del Estado en el funcionamiento del mercado eléctrico se presentan los siguientes argumentos que intentan ofrecer una visión particular del sector eléctrico: la electricidad no es almacenable, todas las tecnologías reciben el mismo precio y existen tecnologías agotadas. Sin embargo, como se demuestra a continuación, estos argumentos o bien son falsos o bien no son característicos sólo del sector eléctrico.

### 2.1. *La electricidad no es almacenable*

Uno de los argumentos que más recurrentemente se utilizan para justificar que el sector eléctrico es especial es que la electricidad no es almacenable. Esta afirmación no es cierta, ya que la electricidad se puede almacenar directamente en pilas y baterías de mayor o menor tamaño. Así, por ejemplo, la electricidad se puede almacenar en los sistemas de acumulación de calor; de forma transformada, en centrales de bom-

beo, o en multitud de sistemas similares (p.ej. de aire a presión), aunque en estos casos sea necesario transformar de nuevo esa energía en electricidad.

Pero es que, en realidad, no solamente sí es posible almacenar la electricidad, y bajo diversas formas, sino que existen muchos otros sectores de actividad en los cuales el producto realmente no es almacenable, y no por ello se pone en duda la razonabilidad de apoyarse en un modelo de mercado para atender las necesidades de los consumidores. Éste es el caso de cualquier sector de actividad, por ejemplo, en el cual es necesaria la presencia física del consumidor para proporcionar el servicio. Por ejemplo, no se pueden almacenar y acumular viajes de trenes o aviones vacíos para que los consumidores los puedan consumir cuando deseen, y no por ello se considera que sea necesaria la intervención del Estado en la provisión de estos servicios.

### 2.2. *Deben coexistir distintas tecnologías*

En ocasiones se aduce que el mercado eléctrico es especial porque en dicho mercado deben coexistir diversas tecnologías con estructuras de costes muy distintas. En efecto, coexisten centrales con funciones de costes muy dispares, desde centrales nucleares o hidroeléctricas, con costes fijos elevados pero costes variables bajos, hasta centrales de fuel o turbinas de gas, con costes fijos bajos pero costes variables elevados.

Sin embargo, la coexistencia de distintas tecnologías no es específica del sector eléctrico. En el sector de los hidrocarburos (petróleo, gas natural, etc.) también coexisten diferentes tecnologías para obtener el producto. El sector agrario y el del transporte se constituyen también como ejemplos muy claros.

Los escépticos con el mercado eléctrico señalan también, como característica especial de éste, que supuestamente evidenciaría un fallo de mercado que justificaría la intervención: el hecho de que todas las tecnologías que compiten en el mercado reciben el mismo precio del mercado, a pesar de que las distintas tecnologías tienen costes potencialmente muy distintos.

En este sentido, es necesario resaltar que cualquier mercado es marginalista. Así, en los mercados mayoristas de naranjas, el gas o el petróleo, también todas las unidades negociadas en un mismo momento obtienen el mismo precio. Esto, de hecho, in-

duce a los agentes a escoger aquella tecnología que tenga el mínimo coste, y el proceso competitivo hace que ese mínimo coste se traslade al consumidor como un menor precio.

En efecto, si se retribuye a todas las centrales sobre la base del mismo precio (el precio marginal), cada tecnología tenderá a recuperar única y exclusivamente sus propios costes (12). Esto ocurre porque aunque las distintas tecnologías tienen distintos costes de inversión, también obtienen márgenes totales distintos, tanto porque funcionan un número diferente de horas como porque sus costes variables son distintos y el precio del mercado es diferente en diferentes momentos. La demostración formal es tediosa, motivo por el cual no se reproduce aquí, pero el resultado es intuitivo, ya que al remunerar a todas las centrales según el producto (el kWh) que proporcionan en cada hora, los inversores tienen incentivos a suministrar el producto con la tecnología de mínimo coste, para así maximizar sus beneficios. Asimismo, la presión competitiva hace que el esfuerzo de los generadores por maximizar sus beneficios se traduzca en menores costes de suministro y menores precios para los consumidores.

Por el contrario, intervenir los ingresos de los generadores, discriminando entre tecnologías, distorsiona los incentivos y las decisiones de los generadores con respecto al óptimo social que se alcanza con un precio horario uniforme para todas las tecnologías. Por lo tanto, si la solución no intervencionista es la solución de mínimo coste, intervenir en los ingresos de los generadores discriminando los

pagos según las tecnologías llevará necesariamente a una solución ineficiente y a mayores costes para los consumidores.

### 2.3. Hay tecnologías «agotadas»

Finalmente, también se critica al sector eléctrico bajo la premisa de que hay tecnologías «agotadas» que no ejercen presión competitiva, y que ello permite que las centrales existentes obtengan beneficios excesivos que el regulador debería supuestamente expropiar. Estas tecnologías serían la hidráulica y la nuclear; la primera, por no existir emplazamientos disponibles para nuevas centrales, y la segunda, por no estar actualmente permitida la construcción de nuevas centrales nucleares.

Con respecto a la alegación de que la tecnología hidroeléctrica está agotada, se trata claramente de una falsa premisa. La muestra de ello es que los datos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 de España (PER 2005-2010), elaborado por el IDAE, indican que la mitad del potencial hidroeléctrico en España sigue sin aprovechar, por lo que difícilmente se puede clasificar como una tecnología «agotada». Así, en su apartado de análisis de los recursos hidroeléctricos, se mostraba un potencial técnicamente desarrollable de 65.600 GWh/año, frente a los 31.600 GWh/año desarrollados en la actualidad (cuadro n.º 12). También es destacable la realización de algunos proyectos nuevos en el mercado ibérico entre los que destaca la construcción por Iberdrola en Portugal del complejo hidroeléctrico del Alto

CUADRO N.º 12

**POTENCIAL HIDROELÉCTRICO EN ESPAÑA (GWh/AÑO)**

CUENCA	POTENCIAL ACTUALMENTE DESARROLLADO	POTENCIAL DE FUTURA UTILIZACIÓN			TOTAL POTENCIAL TÉCNICAMENTE DESARROLLABLE	POTENCIAL FLUVIAL BRUTO
		Aprovechamientos medianos y grandes	Aprovechamientos pequeños	Total		
Norte .....	10.600	9.300	2.700	12.000	22.600	31.280
Duero .....	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
Tajo .....	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
Guadiana .....	300	300	—	300	600	3.830
Guadalquivir .....	400	500	300	800	1.200	10.410
Sur de España .....	200	100	300	400	600	2.740
Segura .....	100	600	100	700	800	2.090
Júcar .....	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
Ebro .....	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
Pirineo oriental .....	600	100	300	400	1.000	3.520
<b>Total cuencas .....</b>	<b>31.600</b>	<b>27.300</b>	<b>6.700</b>	<b>34.000</b>	<b>65.600</b>	<b>150.360</b>

Fuente: IDAE (2005).

Támega, de 1.200 MW de capacidad. Dicho complejo contará con cuatro nuevas presas a construir entre los años 2012 y 2018, y supondrá una inversión de alrededor de 1.700 millones de euros. Estas nuevas centrales, dos de bombeo (900 MW) y otras dos de turbinación pura (234 MW), serán capaces de producir unos 2.000 GWh al año, cifra que representa el 3 por 100 del consumo eléctrico portugués y que será suficiente para atender el consumo anual de aproximadamente un millón de personas.

En relación con la tecnología nuclear, no sería riguroso considerar que el hecho de que, en la actualidad, no se estén desarrollando nuevos proyectos nucleares en España implica que sea una tecnología agotada. En España no existe formalmente una moratoria nuclear, y si no se ha desarrollado esta tecnología en los últimos años es porque competía con opciones tecnológicas que han ocupado su lugar, tales como los ciclos combinados de gas. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que, en el medio o largo plazo, un contexto energético internacional caracterizado por las restricciones a las emisiones de CO<sub>2</sub>, los crecientes precios de las materias primas energéticas y los riesgos sobre la seguridad energética podría potenciar otra oleada de implantación de esta tecnología.

Por otra parte, tampoco es cierto que las centrales nucleares en España estén obteniendo un sobreingreso que no obtendrían si se pudieran construir o se estuvieran construyendo otras centrales nucleares. Para analizar esta cuestión cabe tomar como referencia el precio del mercado eléctrico en Francia, país que ha apostado decididamente por la producción de electricidad mediante centrales nucleares, y donde no cabe duda de que la tecnología nuclear dista mucho de estar «agotada». Claramente, en esas condiciones no cabe el argumento de que en las centrales en Francia hay beneficios extraordinarios a causa de un supuesto agotamiento de la tecnología nuclear. Sin embargo, resulta que el precio del mercado eléctrico español se corresponde con el del mercado eléctrico francés, y si con esos precios en Francia no hay beneficios extraordinarios, es evidente que en España tampoco los puede haber.

Por lo tanto, la evidencia no es coherente con la alegación de que hay beneficios extraordinarios asociados con tecnologías supuestamente agotadas en España.

#### IV. CONCLUSIONES

En España se ha optado por un modelo liberalizado para la generación eléctrica, considerando las

ventajas en materia de eficiencia productiva y asignativa y, por tanto, los beneficios en términos de bienestar para los consumidores. De esta forma, después de diez años de proceso de liberalización, se puede realizar un balance positivo, ya que se ha conseguido establecer un régimen de mercado, manteniendo unos niveles elevados de seguridad de suministro y avanzando hacia la sostenibilidad ambiental del sector, especialmente con el fuerte incremento en la implantación de las tecnologías térmicas menos emisoras y las energías renovables.

El análisis llevado a cabo a lo largo del artículo se ha basado en indicadores tradicionales de competencia, como la cuota de mercado o el IHH, pero ha ido más allá, teniendo en cuenta elementos empíricos tales como el grado de interconexión de los mercados o el análisis de mercados a plazos, cuya omisión podría llevar a conclusiones erróneas.

Los resultados de dicho análisis arrojan una evolución muy positiva en el grado de competencia del mercado eléctrico. Algunos indicadores que ponen de manifiesto esta evolución son: un nivel de entrada muy significativo, algo que no se habría producido de haber existido barreras a la entrada que permitieran ejercer poder de mercado; un precio del mercado *spot* en España en línea con los costes subyacentes y con los precios observados en los países de nuestro entorno; la ausencia de evidencia de retirada de capacidad por parte de los generadores de mayor tamaño, y una participación de los generadores de mayor tamaño en los mercados a plazo.

Uno de los elementos más distorsionantes a lo largo del proceso de liberalización ha sido el déficit tarifario, cuyo volumen se ha venido acumulando desde 2002, y que, además de mitigar incentivos a la eficiencia y comprometer la sostenibilidad económica del sector eléctrico, ha motivado el desarrollo de normativa muy poco ortodoxa, entre la que destacan el RD 3/2006 y el RD 11/2007, destinada a alcanzar una solución todavía pendiente.

Por todo ello, se puede considerar que el precio que surge del mercado eléctrico es competitivo y, en ausencia de elementos regulatorios que distorsionen su funcionamiento, se puede constituir como una señal para incentivar un consumo eficiente, así como inversiones orientadas a fomentar el ahorro energético.

#### NOTAS

(\*) El autor agradece la valiosa colaboración de Miguel Angel Muñoz y de Ignacio Vizcaíno, ambos de Iberdrola, en la elaboración de este artículo.

(1) Para una descripción detallada de la evolución regulatoria en el periodo considerado, ver SANZ (2009).

(2) Las *Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales*, con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas (2004/C 31/03) establece en su punto 20: «Asimismo, es improbable que la Comisión encuentre problemas de competencia horizontal en una concentración que dé lugar a un IHH de entre 1.000 2.000 y a un delta inferior a 250, o a una concentración que arroje un IHH superior a 2.000 y un delta inferior a 150, (...)» Por lo tanto, si el IHH no supera el nivel de 2.000, la Comisión consideraría improbable que en dicho mercado se encuentren problemas de competencia horizontal.

(3) Los CMEC se liquidan por diferencias con respecto al precio del mercado *spot*, hasta el año 2016, por lo que su efecto es similar al de contratos de largo plazo con vigencia hasta el año 2016 (de hecho, su efecto mitigador es mayor que meros contratos de largo plazo, ya que el precio del mercado *spot* hasta el año 2016 se utilizará para realizar las liquidaciones posteriores a ese año).

(4) Estos son contratos de tipo *purchase power agreements*, por los cuales los generadores reciben un pago fijo y uno variable en función de la producción, de modo que dichos generadores son indiferentes ante la evolución del precio *spot*. Estos contratos suelen cubrir la vida útil de la central, por lo que son típicamente de largo plazo.

(5) STOFT (2002: 350): «*Perhaps only half of this year's price increase translates into higher expectations of next year's prices*».

(6) Ver punto 19 de las *Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales*, con arreglo al Reglamento sobre el control de las concentraciones entre empresas (2004/ C 31/03).

(7) Obviamente, existen diseños regulatorios que preservan en mayor o menor medida el incentivo a obtener ganancias de eficiencia. Sin embargo, incluso en aquellos diseños que lo preservan en mayor medida (p.ej., esquemas tipo *incentive-based*), siempre existirán los riesgos mencionados (captura regulatoria anticipada de la ganancia y no reconocimiento del coste / inversión necesaria para obtener la ganancia). Así, incluso los diseños regulatorios más sensibles a los incentivos adolecen de los problemas descritos.

(8) Los estudios que existen a nivel, no ya de EE.UU., sino internacional, sobre las ganancias de eficiencia productiva obtenidas en el sector eléctrico tras una liberalización son muy abundantes. A modo de ejemplo, considerar AIE (1999).

(9) A modo de ejemplo, considerar el estudio de KLEIT y TERRELL (2001). En él se analizan datos de panel correspondientes al año 1996 (entorno regulado) de 78 plantas de generación en EE.UU. cuyo combustible principal era el gas natural. La conclusión a la que se llegaba era que dichas plantas podrían, en media, reducir sus costes hasta 13 por 100, eliminando ineficiencias productivas.

(10) El que las tarifas reflejen el coste real de suministro también tiende a implicar un menor consumo de electricidad en punta, una menor necesidad de inversión en centrales de generación y una mayor eficiencia energética, todo ello en beneficio del medio ambiente.

(11) Para una descripción de los riesgos existentes en la actividad eléctrica, independientemente de que se trate de un entorno liberaliza-

do o regulado (la diferencia entre ellos estriba en quién los asume y los incentivos que tiene a gestionarlos), ver AIE (1999: 23).

(12) En ocasiones se critica el diseño del mercado eléctrico en España por ser marginalista. Sin embargo, tal crítica suele ser emitida por analistas que desconocen cómo funcionan los mercados, y que en realidad el precio en todos los mercados competitivos refleja el coste del productor más caro que consigue vender su producto. Todos los mercados son marginalistas. El hecho de que en España se fije el precio formalmente con ese criterio simplemente asegura que la demanda será atendida a mínimo coste (en los mercados en los cuales se retribuye a los agentes según su oferta, los agentes deben estimar cual será el coste marginal e incurrirán en errores de previsión que se traducirán en ineficiencias y un mayor coste de suministro, en perjuicio de los consumidores).

## BIBLIOGRAFÍA

AIE (1999), *Electricity Reform – Power Generation Costs and Investment*.

CNE (2008), *Informe de valoración preliminar sobre las subastas de emisiones primarias de energía y CESUR*, 14 de enero.

CNE y ERSE (2008), *Definición del concepto de operador dominante: metodología y aplicaciones*, febrero.

COMISIÓN EUROPEA (2007), *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, enero.

Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad» (2003), 26 de junio.

Directiva 2003/87/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad» (2003), 13 de octubre.

FEDERICO, G., y VIVES, X. (2008), *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*.

FRABRIZIO et al. (2007), «Do markets reduce costs? Assessing the impact of regulatory restructuring on U.S. electric generation efficiency», *American Economic Review*, vol. 97, septiembre: 1250-1277.

IDAE (2005), Plan de Energías Renovables 2005-2010, agosto.

KLEIT, A.N., y TERRELL, D. (2001), «Measuring Potential Efficiency Gains from Deregulation of Electricity Generation: A Bayesian Approach», *The Review of Economics and Statistics*, vol. 83, n.º 3: 523-530.

LEY 17/2007, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE (2007), 4 de julio.

SANZ, J. (2009), «La evolución de la regulación en España», *Tratado de regulación del sector eléctrico*, 1.ª edición, Thomson Aranzadi.

STOFT, S. (2002), *Power system economics: Designing markets for electricity*, IEEE Press.

THE NORTHBRIDGE GROUP (2008), *Embrace Electric Competition or it's a Déjà Vu all Over Again*, octubre.