

Resumen

En este artículo se reflexiona sobre las características de la electricidad que condicionan el funcionamiento de los mercados eléctricos. Se aborda el problema de los *windfalls* en el sector eléctrico, es decir, de las rentas generadas por cambios regulatorios retributivos y por la falta de competencia en la inversión, amparada por la ausencia de libertad de entrada en tecnologías muy relevantes para la formación competitiva de los precios. En el mercado eléctrico español, la magnitud de los *windfall profits* generados por una determinada aplicación de la Ley del Sector Eléctrico es muy semejante a la magnitud del déficit tarifario acumulado, lo que indicaría que el *déficit* puede no ser real, sino virtual o regulatorio. Para corregir los desequilibrios retributivos y potenciar la eficiencia en la inversión, se argumenta que en el sector eléctrico la *competencia por el mercado* es un paso previo y necesario para la efectiva *competencia en el mercado*.

Palabras clave: mercados eléctricos, *windfalls*, déficit de tarifa, *mix* subóptimo, poder de mercado, competencia por el mercado.

Abstract

In this paper we discuss some of the features that characterize electricity markets. We explore several issues related to the windfalls that arise in electricity markets, i.e., those rents that are driven by regulatory changes as well as by the absence of competition at the investment stage. This absence of competition is made possible by the lack of free access to some technologies that are crucial in the price determination process. In the Spanish electricity market, the value of the windfall profits generated by a certain application of the Law of the Electricity Sector is similar to that of the tariff deficit. This suggests that such a deficit might not be real, but rather virtual or regulatory. In order to correct these drawbacks as well as to promote efficient investments, we argue that competition for the market would be a needed first step for competition in the market to be effective.

Key words: electricity markets, windfalls, tariff deficit, suboptimal mix, market power, competition for the market.

JEL classification: L13, L43, L94.

UN DISEÑO DE MERCADO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Natalia FABRA PORTELA (*)

Universidad Carlos III de Madrid

Jorge FABRA UTRAY

Comisión Nacional de la Energía

I. INTRODUCCIÓN

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) de 1997 deroga en España un modelo regulatorio retributivo basado en costes reconocidos (el marco legal estable, MLE) e implanta un nuevo modelo bajo el cual la retribución de la generación eléctrica se determina a través del mercado y a través de diversas primas fijadas administrativamente: incentivos a la disponibilidad, incentivos a la inversión o primas a las energías renovables, entre otras (1). Adicionalmente, y considerando que las centrales instaladas con anterioridad al cambio regulatorio presentaban costes superiores a los que se deducirían de un marco *liberalizado*, la LSE estableció un periodo transitorio de diez años (1998-2010) durante el cual las empresas generadoras cobrarían, además del precio de mercado esperado (36 euros MWh), una compensación (denominada costes de transición a la competencia, o CTC) por un importe máximo de 8.600 millones de euros. Estos CTC serían cobrados vía mercado si los precios del mercado resultaban superiores a 36 euros MWh, o vía tarifa si resultaban inferiores.

Transcurridos más de diez años desde la promulgación de la LSE (y a punto de culminar lo que hubiera sido el «periodo transitorio» a no ser por la anticipada y repentina cancelación de los CTC en junio de 2006), se puede afirmar que la realidad ha sido bien dis-

tinta a la prevista por la ley: si la LSE hubiera acertado en el cálculo de los CTC como diferencia entre los ingresos reconocidos y los ingresos de mercado, éstos no hubieran tenido un valor positivo, sino negativo. Es decir, la LSE no sólo no produjo pérdidas a las empresas que debían ser compensadas para evitar los problemas relacionados con el oportunismo regulatorio (o problemas de *hold-up* regulatorio), sino que produjo un exceso de beneficios que han roto de manera efectiva el equilibrio preexistente entre empresas eléctricas y consumidores, esta vez a favor de las primeras y en detrimento de los segundos.

Esta cuestión no es ajena a un concepto que no estaba presente en la terminología de la LSE, pero cuya puesta en marcha lo ha convertido en un concepto clave: el «déficit tarifario», esto es, la diferencia entre la tarifa eléctrica fijada de forma periódica por el Gobierno y los precios de la electricidad en el mercado (no confundir los precios de la electricidad con los costes de producir esa misma electricidad) más la retribución de las actividades reguladas. Su cuantía —16.000 millones de euros, de los que a día de hoy quedan por pagar 14.000 millones (2)— constituye un problema muy relevante en el contexto de la crisis financiera (3) y pone de manifiesto, como epílogo a las líneas que siguen, algo que para el futuro podría y debería ser evitado: el que el mercado eléctrico en España sea incapaz de

generar precios eficientes que cumplan el doble objetivo de maximizar la eficiencia económica y la equidad distributiva.

El objeto de este artículo es aportar una reflexión sobre las razones que explican algunos problemas de eficiencia y equidad distributiva que se han verificado en el mercado eléctrico español. Esta reflexión se aborda con la pretensión de plantear una alternativa regulatoria para las nuevas inversiones que impida que los desequilibrios se agudicen con el paso del tiempo, muy probablemente degenerando en nuevas regulaciones improvisadas e intervencionistas. En definitiva, la pregunta que plantea este artículo es la misma que formuló Alfred Kahn a finales de los años setenta: «What is the best that we can do in an imperfect world?» (Kahn, 1979). La respuesta: el mercado en el sector eléctrico es posible y deseable, pero es necesario reformar su diseño actual con objeto de que pueda suministrar la eficiencia que suministra en otros sectores económicos con características menos complejas.

II. EL PROBLEMA PRINCIPAL: UN INADECUADO DISEÑO DE MERCADO

Es bien sabido que, en un sector en el que las empresas toman sus decisiones de inversión con información suficiente y sin barreras de entrada ni de salida, en el equilibrio competitivo a medio y largo plazo, las empresas cubrirán la demanda incurriendo en costes medios mínimos, y recibirán unos ingresos suficientes que retribuirán, ni por exceso ni por defecto, los costes en los que se ha incurrido más una tasa normal de beneficios. Pero para ello es necesario que el mercado no presente fallos. Es decir, que cumpla de

manera suficiente las condiciones de mercado perfecto. Si no es así, los ingresos de los agentes que en él operen podrán ser superiores o inferiores a sus costes medios y nada garantizará un equilibrio estable que maximice el excedente total de la actividad. Esto no invalida al mercado como instrumento eficiente para la maximización de los excedentes económicos, sino que exige que se identifiquen sus fallos para poder paliarlos con políticas adecuadas. La cuestión no es mercado sí o mercado no. La cuestión es qué diseño de mercado es el adecuado dadas las características del bien o del servicio que en él se intercambie.

Aunque la Ley del Sector Eléctrico no aborda específicamente problemas relacionados con los fallos de mercado, sí establece preceptos de eficiencia económica. Así, en su exposición de motivos se indica que la ley tiene como fin básico que el suministro se realice al «menor coste posible»; en el artículo 1 se establece que la regulación de las actividades tiene por finalidad «la eficiencia y optimización de las mismas» y que éstas se ejercerán bajo principios de «transparencia y libre competencia»; también en el artículo 15.2 se indica que la regulación de las actividades, incluida la generación, debe incentivar entre otras cosas la «eficiencia económica». Todo esto daría pie al regulador no sólo para comprobar si los precios responden a una suficiente presión competitiva, sino también a reflexionar sobre si, bajo el particular diseño de mercado actualmente vigente en España, se pudieran estar generando otro tipo de ineficiencias económicas y, en su caso, abordar las reformas necesarias para paliarlas. Ambas tareas pasan inevitablemente por una reflexión sobre la complejidad de la electricidad y sus implicaciones, refle-

xión que se aborda a continuación.

1. El mix de generación

En España, y en general en la mayoría de países, no existe disponibilidad suficiente de una única y sola materia prima energética, o energía primaria, para cubrir las necesidades de producción de electricidad. Siempre es necesario recurrir a todas las fuentes energéticas disponibles, cada una de las cuales exige, a su vez, una específica tecnología para transformar la fuente primaria energética en electricidad. Ésta es la causa principal, pero no la única, de que los medios tecnológicos para la producción de electricidad difieran y coexistan.

La coexistencia de tecnologías de generación diversas en la cobertura también responde a las herencias del pasado. Los largos períodos de vida útil de las centrales y el elevado peso de los costes fijos en las decisiones de inversión hacen que ciertas tecnologías persistan a pesar del progreso técnico o de cambios en los precios relativos de los combustibles.

En el actual periodo inversor, los inversores han apostado de forma casi unánime por los ciclos combinados (CCGT) y por las energías renovables. Las razones que sustentan ambos tipos de inversiones son de diversa índole (su retribución no está sujeta a una misma regulación), pero, en cualquier caso, son similares a las que, en buena parte, se presentaron en etapas previas a favor del monocultivo de otras tecnologías de generación (sólo alterado por la intervención de la Administración a través de la planificación y de los incentivos administrativos). Algunas tecnologías con una cuota de participación significativa no son

actualmente replicables y están fuera del alcance de los inversores. Es el caso de las tecnologías hidráulica o nuclear (sobre las que nos detendremos más adelante), por razones socio-políticas, medioambientales o de seguridad; y otras (como las centrales de carbón o de fuel) presentan incertidumbres, de diferente naturaleza, superiores a las que presentan los CCGT y las renovables, razón por la cual son abandonadas por los inversores a la espera de que cambios tecnológicos o, en su caso, cambios regulatorios vuelvan a hacerlas atractivas (véase el gráfico 1).

Pero, además de inevitable, la diversidad tecnológica es dese-

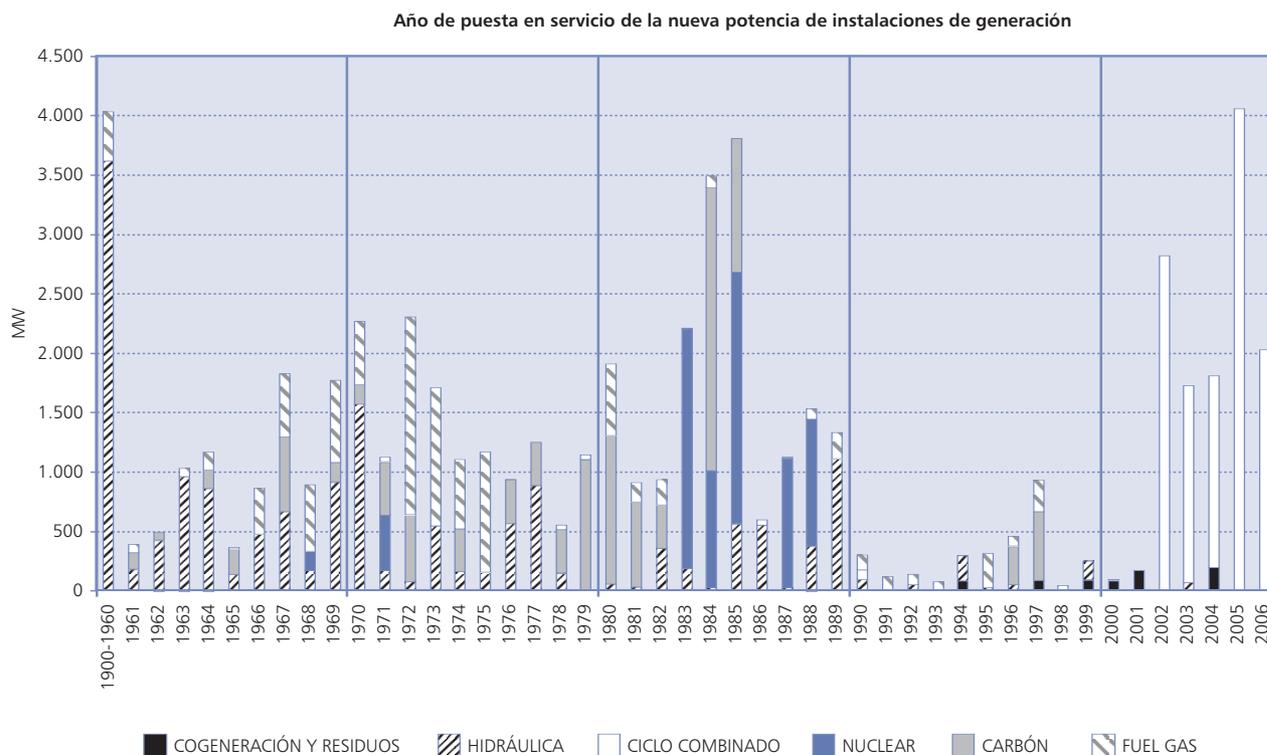
ble. La diversificación contribuye a la estabilidad de precios y a la seguridad del suministro, que son cara y cruz de una misma moneda (no siempre llueve ni hace viento, o no siempre se puede disponer a precios razonables de todo el gas necesario para abastecer todos los CCGT de un país, por ejemplo), y permite que se cubran de forma eficiente las oscilaciones y la estacionalidad de la demanda. Así, las tecnologías con altos costes fijos y bajos costes variables operan casi continuamente a lo largo de las 24 horas del día, siendo las tecnologías de menores costes fijos y mayores costes variables las dedicadas a cubrir la estacionalidad y las variaciones de la demanda (gráfico 2), mal acom-

pañadas, además, por la inconstancia de la disponibilidad de las energías renovables, que son dependientes de variables exógenas, tales como la pluviosidad, la radiación solar o la intensidad del viento (4).

1.1. *Bien uniforme, precios uniformes*

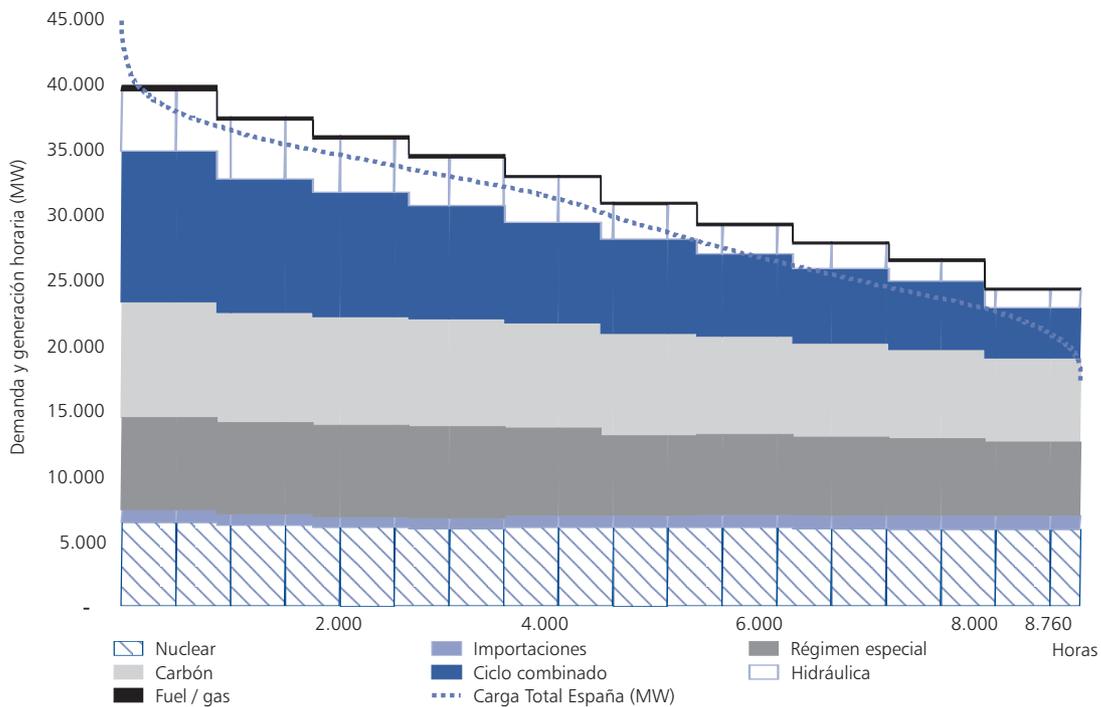
A pesar de la diversidad de medios para su producción y de su procedencia dispar, cada kWh producido es indistinguible del resto. Los kWh ni tienen propietario ni admiten adjetivos: no existe tal cosa como un kWh nuclear o un kWh verde, o un kWh de esta o aquella empresa, o de

GRÁFICO 1
POTENCIA PUESTA EN SERVICIO DE CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE RÉGIMEN ORDINARIO



Fuente de datos: MITyC.

GRÁFICO 2
MONÓTONA DE CARGA, SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL, 2007



Fuente de datos: REE.

uno u otro país, porque su transporte y distribución en red impiden identificar su origen y destino. Tras la uniformidad de todos y cada uno de los kWh que se consumen en un mismo instante, se oculta al mercado la diversidad técnica, tecnológica y económica que es necesaria e ineludible para abastecer la totalidad de la demanda (5).

El precio al que se vende cada kWh es único porque la valoración de los consumidores por cada kWh es ajena a su origen, que, en cualquier caso, desconocen. Esto no es lo que hace distinto al mercado eléctrico de otros mercados en los que también se venden bienes indistinguibles del resto: en los mercados de divisas, cada euro se cambia por un mis-

mo número de dólares americanos, independientemente de que se haya acuñado en Francia o en Alemania; en el mercado del petróleo, todos los barriles se venden a una misma cotización, con las salvedades que imponen las diferencias entre las calidades y localizaciones que no son posibles de establecer entre un kWh y otro, etcétera. La electricidad, por muy compleja que sea, no es ajena a este principio económico: lo que es igual, vale lo mismo (6).

Todos los kWh son iguales, pero los costes de las tecnologías que concurren para su producción son distintos; ¿cuál es entonces su precio? En el mejor de los casos, el que resulta suficiente para remunerar, al menos, los costes marginales de la última unidad acoplada. Es de-

cir, los mercados eléctricos remunerar toda la producción necesaria para la cobertura de la demanda según el precio ofertado por la última unidad aceptada que, bajo condiciones de competencia perfecta, se iguala a su coste marginal. Y esto es así no porque en la mayoría de los sectores eléctricos, y en esto el español no es una excepción, el mercado de producción se organice en torno a las denominadas «subastas de precios uniformes». Si el tipo de subasta fuera de «precios discriminatorios», también conocida como subasta *pay-as-bid*, que remunera a cada unidad según su propia puja y no según la puja de la última unidad aceptada, el resultado tampoco diferiría de forma sustancial: cada empresa identificaría el precio (esperado) de la que previsiblemente

acabaría siendo la última unidad aceptada para así pujar al mismo precio todas sus unidades con costes marginales inferiores a ese precio esperado. En definitiva, salvo errores, el precio y la retribución de todas las unidades despachadas serían iguales independientemente de que se usara un tipo u otro de subasta (7), e independientemente del origen de cada kWh.

Y lo mismo que puede afirmarse de la diversidad tecnológica puede afirmarse ahora del hecho de que el precio del kWh sea único: no sólo es inevitable, sino que es también deseable. Una vez que se han llevado a cabo las inversiones, el mercado marginalista es un asignador eficiente de recursos: para que no se destruya bienestar económico, es necesario que el último kWh se produzca si, y sólo si, el coste marginal en el que se incurre para su producción es inferior a la valoración marginal de la que disfruta el último consumo. De igual modo, para no renunciar a potenciales aumentos del bienestar, se tiene que producir todo kWh cuyo consumo genere valoraciones marginales superiores al coste marginal de su producción.

Pero la optimalidad de los incentivos marginales de consumidores y empresas no tiene nada que ver, ni en una ni en otra dirección, con la cobertura de costes; menos aún cuando bajo la cobertura de la demanda coexisten, por razones que nada tienen que ver con el mercado, diversas tecnologías con muy dispares estructuras de costes. De hecho, la retribución generada por todos los precios que, hora a hora, reflejan el coste marginal de la última unidad acoplada puede ser suficiente o insuficiente, excesiva o deficitaria, en relación con los costes medios de una y cada una de las tecnologías que se esconden bajo la uniformidad de todos los kWh.

Y esto es así porque no hay nada que relacione los componentes del coste marginal de una tecnología con los costes marginales y los costes fijos de otras, y ni siquiera tampoco con los costes medios de cualquier otra. Por poner algún ejemplo, el precio de los derechos de emisión de CO₂ necesarios para la producción con centrales de carbón en nada afecta a los costes de las centrales no emisoras (como las nucleares, las hidráulicas o las eólicas). De igual modo, el precio del petróleo que determina el coste marginal de las centrales de fuel y en gran medida el de las centrales de gas, o incluso de carbón, no tiene relación alguna ni con el coste de los terrenos donde se emplazan las centrales nucleares, ni con el canon de las concesiones hidráulicas, ni con el precio de las turbinas de los aerogeneradores, ni con tantos otros elementos determinantes de la estructura de costes de las múltiples tecnologías que concurren. Por las mismas razones, cambios en los costes marginales de unas tecnologías nada, o poco, tienen que ver con cambios en los costes de otras. No hay nada que establezca una relación de unos costes con otros. El precio, sin embargo, seguirá siendo el mismo para la electricidad producida por todas las tecnologías de generación.

Pero, ¿qué podría haber que estableciera esa relación entre costes de unas y otras tecnologías y precios? Podría haber lo que nunca ha existido: competencia en la inversión. Es decir, libertad de entrada para los inversores en todos los segmentos de la generación.

La consecuencia de todo ello no puede ser otra: el establecimiento de un precio único sobre la base del coste marginal de la última unidad de producción necesaria para satisfacer la demanda, cuestión que es intrínseca a la naturaleza de los mercados, no revela los costes reales de

la producción de las diversas tecnologías de las centrales eléctricas que concurren. Ésta es la causa de que los precios actuales de la electricidad no tengan relación alguna con los costes medios de generación del conjunto de las centrales, pudiendo generarse un desajuste en las rentabilidades de unas y otras tecnologías (8). Dicho desajuste de rentabilidades no puede ser asociado, como ocurriría en otros mercados, a una mejor o peor gestión de las empresas; en el sector eléctrico los beneficios extraordinarios o las pérdidas extraordinarias, procedentes de este desajuste, no son ni un premio ni un castigo al trabajo de sus gestores (9).

Ciertamente, si un desajuste de igual naturaleza surgiera en otros sectores, éste encontraría también en el mercado su propia solución, porque los agentes intensificarían las inversiones sobre-remuneradas y reducirían las infra-remuneradas hasta que convergieran sus rentabilidades (10). Pero este reajuste no es posible en el sector eléctrico porque no existe una efectiva libertad de entrada. Y es esta característica, la falta de libertad de entrada en alguno de los segmentos tecnológicos más relevantes, lo que impide la convergencia tecnológica y de rentabilidades; la que hace diferente al mercado eléctrico de otros mercados de bienes o servicios (pocos) para los que también se verifican la diversidad tecnológica y la homogeneidad del producto y del precio.

1.2. Barreras a la entrada

La existencia de significativas barreras a la entrada en la actividad de generación eléctrica es un hecho poco discutible. Así lo han manifestado en diversas ocasiones los distintos organismos involucrados en la supervisión y regu-

lación del sector eléctrico en España. Tal y como señalaba el Tribunal de Defensa de la Competencia en su informe sobre la fusión Gas Natural/Endesa (C94/05), «la existencia de activos estratégicos impide que los nuevos entrantes puedan competir en las mismas condiciones que los operadores incumbentes». Así lo corroboran también la Comisión Nacional de la Energía —CNE (11)— y la Comisión Nacional de la Competencia —CNC (12)— en sus informes sobre la fusión Gas Natural/Unión Fenosa, destacando que «las barreras a la entrada más significativas son: la existencia de retrasos administrativos para la instalación de nueva capacidad, la escasa capacidad de interconexión con otros sistemas, la existencia de activos estratégicos para la generación (acceso a emplazamientos, a recursos hídricos y a combustibles, restricciones de transporte y derechos contractuales heredados), el excesivo grado de concentración empresarial y las derivadas de la integración vertical entre generación, distribución y comercialización de electricidad».

Estas barreras a la entrada, todas ellas importantes, son de muy distinta naturaleza. Por una parte, existen barreras a la entrada propias de muchas otras industrias intensivas en capital que surgen porque la toma de decisiones bajo incertidumbre implica riesgos. Dicha incertidumbre está causada por cambios en las condiciones de mercado durante la larga vida útil de los activos (oscilaciones de la demanda, cambios en el precio de los *inputs*, progreso técnico, etc.), y está acentuada por el hecho de que los costes de instalación de la nueva capacidad implican elevados costes fijos, en buena medida hundidos.

Por otra parte, existen barreras a la entrada propias de muchos

otros mercados oligopolísticos en los que los incumbentes toman decisiones estratégicas para dificultar la entrada de competidores. Por ejemplo, y retomando de nuevo palabras de la CNC, el «alto grado de concentración empresarial tanto por el lado de la oferta como de la demanda permite a los operadores instalados desarrollar estrategias de control de precios que pueden perjudicar a los nuevos entrantes». En la medida en que la integración vertical responde a decisiones endógenas de las empresas, ésta también se puede considerar como una barrera a la entrada estratégica, porque [los principales operadores que integran generación y comercialización] «se pueden ver relativamente indiferentes a obtener sus márgenes comerciales por el lado de la oferta o por el de la demanda, mientras que los nuevos entrantes sin integración vertical se ven enteramente expuestos al riesgo de fluctuaciones de precios». A tales barreras hay que sumar el impacto que tienen sobre las decisiones de inversión los incentivos de las empresas incumbentes: en la medida en que exista una relación positiva entre capacidad instalada e intensidad de la competencia, las inversiones pueden conllevar una reducción de precios que afecta negativamente a la retribución de la capacidad existente (De Frutos *et al.*, 2008; Fabra, 2007). Por ello, las empresas incumbentes tienen menores incentivos que los entrantes a expandir capacidad (13), si bien éstas últimas se enfrentan a unas mayores barreras a la entrada.

Estas barreras —barreras a la entrada exógenas causadas por la aversión al riesgo, y barreras a la entrada endógenas causadas por el poder de mercado— pueden conllevar ineficiencias en la fijación de precios debido al reforzamiento del poder de mercado.

También en las decisiones de inversión pueden conllevar ineficiencias debido a probables retrasos en la incorporación de la nueva capacidad, o alteraciones en la elección óptima de las tecnologías. Sin embargo, si bien esto mismo puede ocurrir, con mayor o menor grado, en otros mercados oligopolísticos intensivos en capital, en el mercado eléctrico español existe, de forma adicional, otro tipo de barreras que nada tienen que ver ni con la actitud de los inversores frente al riesgo ni con el poder de mercado. Nos referimos a las barreras sostenidas, indirectamente y de manera sobrevenida, por la Administración: la moratoria nuclear de facto y las concesiones hidráulicas, que anulan la libertad de entrada en los segmentos de la generación nuclear e hidroeléctrica (14). La consecuencia es que los beneficios que se generan en ambos segmentos, nuclear e hidroeléctrico, con costes medios muy inferiores a los precios actuales del mercado, se obtienen desde el amparo de decisiones administrativas (la moratoria nuclear) y de las *limitaciones naturales* (la inexistencia de nuevos recursos hídricos) que hacen no disputables por la competencia los citados beneficios. Es más, tales beneficios no han sido nunca ni disputados ni «ganados» por quienes ahora los ostentan, porque los derechos de explotación de ambas tecnologías se concedieron sin que los inversores asumieran riesgos de naturaleza mercantil y sin que mediara competencia alguna entre los posibles pretendientes bajo la expectativa de un cambio regulatorio retributivo de naturaleza marginalista como el que se produjo en 1997. Muestra de que las empresas invirtieron sin esas expectativas, ni las tuvieron tampoco en 1997, es que se creyeran perjudicadas por el cambio regulatorio de la LSE y pidieran la compensación, que les

fue concedida, de los costes de transición a la competencia.

En su conjunto, la suma de la diversidad tecnológica, la homogeneidad del producto (que implica uniformidad de precios) y la presencia de barreras a la entrada ha dado lugar a un *mix* de generación subóptimo, bajo el que se generan *windfall profits* o *windfall losses*, o ambas cosas a la vez, que no pueden ser absorbidos por efecto de la entrada o de la disciplina que introduce su mera amenaza. Ello crea una situación de insostenibilidad económica que no garantiza la maximización de los excedentes ni la distribución equitativa del excedente entre empresas, y entre empresas y consumidores. Estamos, pues, ante un problema de eficiencia y de equidad que introduce una dificultad política insalvable para que la tarifa refleje el precio de mercado, lo cual es fundamento del actual déficit tarifario y de las distintas posiciones de las empresas y de los consumidores frente a las diferentes soluciones regulatorias que la situación exige.

2. Manifestaciones del problema: qué son y qué no son los *windfalls*

Dado que esta cuestión no está exenta de polémica, es importante matizar qué son y qué no son los *windfall profits* y los *windfall losses* («beneficios o pérdidas caídos del cielo» sería su traducción literal, pero identifica de forma más clara su origen el término «beneficios o pérdidas regulatorias»; es decir, beneficios o pérdidas sobrevenidas por un cambio regulatorio).

Los *windfalls* no reflejan cambios en los beneficios o rentabilidad de las empresas debidos a factores previsibles en el momento de la inversión. Así lo expresa

Harold Demsetz (1968) en su artículo clásico «Why Regulate Utilities?»: «Es necesario distinguir el problema de los *windfalls* del problema de las rentas predecibles». Efectivamente, todos los factores previsibles se incorporan al análisis de rentabilidad y, por tanto, afectan a las decisiones de los inversores, conscientes del riesgo al que se enfrentan. Anular tales variaciones en las rentabilidades sería equivalente a alterar la naturaleza intrínseca de la actividad de la inversión, que necesariamente conlleva la asunción de riesgos. Si las inversiones se han realizado bajo condiciones de libre entrada y salida, no hay nada que sugiera que las potenciales pérdidas o ganancias sean ilegítimas.

En el sector eléctrico, el que las centrales inframarginales, cuya inversión se haya realizado bajo condiciones de mercado, ganen más (o menos) porque el coste marginal de las tecnologías que marcan el precio oscile (por ejemplo, por cambios en el precio del petróleo, del gas o del CO₂) no genera *windfalls*, porque en el momento en que se realizara la inversión, la rentabilidad esperada ya tuvo en cuenta la posibilidad de que los precios del mercado oscilaran, y el inversor decidió libremente enfrentarse a la oportunidad y al riesgo asociado. Pero las oscilaciones de precios sí generan *windfall profits* (y *windfall losses*) para quienes realizaron las inversiones bajo la garantía de la percepción de una cierta tasa de rentabilidad (no una rentabilidad mínima, sino una mínima y una máxima, es decir, una rentabilidad dada) y mantienen ese tipo de inversiones en posición monopolista al amparo de decisiones administrativas (centrales nucleares) y/o limitaciones naturales (centrales hidroeléctricas).

Como ha sido señalado, hay quienes afirman que los *windfall*

profits y los *windfall losses* se compensan en el tiempo de tal manera que, en valor esperado, la suma de ambos es cero (Cramton y Stoft, 2007b). No obstante, tal afirmación sólo podría defenderse bajo dos supuestos. Primer supuesto: las decisiones de inversión se han realizado bajo condiciones de libre mercado (*en este caso ya no se trataría de windfalls propiamente dichos*). Segundo supuesto: en las condiciones actuales existe libertad de entrada efectiva (de tal manera que la sobreremuneración de las tecnologías inframarginales induce una intensificación de la inversión en estas tecnologías que aplana la curva de costes y, por consiguiente, la curva de precios y de rentabilidades). Pero, como es obvio, estos supuestos son inasumibles porque no se compadecen ni con la realidad presente ni con la pasada. La conclusión es casi axiomática: nada justifica la pretensión de que los *windfalls* de signo contrario se compensen a lo largo del tiempo (15). Estas afirmaciones sobre la «compensación» de los *windfalls* nunca han sido consistentemente argumentadas ni rigurosamente probadas.

Por todo ello, el problema de los *windfalls* en el sector eléctrico va irremediablemente unido a la ausencia de libertad de entrada en ciertas tecnologías. Una ausencia de libertad que, al carecer de mecanismos automáticos (regulatorios o de mercado) que pudieran restablecer el equilibrio retributivo al que las partes involucradas se comprometieron, protege las rentas generadas por los cambios regulatorios retributivos, es decir, protege beneficios que sólo pueden ser calificados de beneficios regulatorios o *windfall profits*. En este sentido, la práctica regulatoria eléctrica ha puesto de manifiesto la existencia de asimetrías en el trato a consumidores y em-

presas, y también ha puesto de manifiesto que en el sector eléctrico el acento debe ponerse en el mercado de las inversiones. Es decir, en la *competencia por el mercado*, como paso previo y necesario para la efectiva *competencia en el mercado*. Más adelante nos centraremos sobre este aspecto.

2.1. *Asimetría regulatoria para consumidores y empresas*

Las asimetrías a las que se refiere el párrafo anterior manifiestan su máxima expresión a través de la cancelación anticipada de los costes de transición a la competencia (CTC), que la LSE de 1997 introdujo para respetar la seguridad jurídica y eliminar las incertidumbres que todo cambio regulatorio trae consigo. Considerando que en el largo plazo, y de manera estable, los precios del mercado se situarían en el entorno de los 36 euros MWh, y considerando también los costes reconocidos en el anterior marco retributivo (MLE), la LSE calculó los CTC en 8.600 millones de euros, que vendrían a compensar las pérdidas regulatorias o *windfall losses* que de otro modo se producirían en el conjunto de las centrales existentes en 1997, según las previsiones hechas. Estos CTC serían cobrados por diferencias entre los ingresos reales del mercado y los que hubieran correspondido al mencionado precio de referencia, a lo largo del periodo transitorio. Ello implicaba una cuestión de suma importancia: quedaba garantizada una retribución mínima a las centrales anteriores a la LSE pero también una retribución máxima: la Ley 54/97 estableció en el punto 1 de su disposición transitoria sexta lo siguiente: «El importe base global de dichos costes (los CTC) nunca podrá superar (durante el periodo transitorio)... 1.470.000 M PTA». Es decir, 8.600 millones de euros.

En definitiva, al evitar que las variaciones de los precios de las materias primas fósiles influyeran en los ingresos de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica del mismo modo que tampoco influyen en sus costes, los CTC evitarían tanto los *windfall losses* como los *windfall profits* de las centrales instaladas antes del cambio regulatorio de 1997. Pero los CTC fueron cancelados cuando habían cumplido su papel de evitar *windfall losses* y cuando empezaban a cumplir su segunda misión: evitar *windfall profits*.

La normativa sobre CTC, cancelada anticipadamente en junio de 2006, debiera haber sido sustituida por otra normativa que mantuviera los elementos positivos de los CTC y eliminara los negativos (Fabra y Toro, 2005). Pero no fue así, y hoy puede afirmarse que, en su conjunto, las centrales instaladas antes de 1997 han cobrado durante la vigencia del periodo transitorio (1998-2006) en torno a 12.000 millones de euros por encima de lo que les hubiera correspondido al precio de referencia de 36 euros/MWh, y no 8.600 millones de euros, como la LSE había previsto (16). Y además, después de cancelada la normativa CTC, con completo olvido de las previsiones de los pactos entre Gobierno y empresas y de las propias y no cumplidas previsiones de la LSE, esas centrales, cuyos ingresos tuvieron el amparo administrativo del MLE primero y de los CTC después, han seguido ingresando, desde junio de 2006 hasta diciembre de 2008, cantidades muy por encima de sus costes remanentes por una cuantía adicional cercana, en órdenes de magnitud, a los CTC ya cobrados por diferencias hasta diciembre de 2005. La causa: el mercado, que determina la retribución de toda la generación en función de los costes de los combustibles fósiles, ha sobre-

retribuido a las centrales nucleares e hidroeléctricas, *altamente amortizadas* y ajenas a los incrementos de tales costes, que operan, como conjunto, desde una posición equivalente a la de un monopolio de derecho.

Estas rentas, que nada tienen que ver con las «rentas predecibles» a las que hacía referencia Demsetz, sí son *windfall profits* o beneficios regulatorios. Y el asunto es que la magnitud de estos *windfall profits* es muy semejante a la magnitud del déficit tarifario hasta ahora generado, de lo que se deduciría que no estamos ante un déficit real, sino tan sólo ante un déficit virtual o regulatorio.

2.2. *Otros beneficios regulatorios*

La obligación, vigente desde la aplicación del Protocolo de Kioto en enero de 2005, de cubrir las emisiones de CO₂ de las centrales térmicas con derechos de emisión también constituye un cambio regulatorio sobrevenido y, ciertamente, poco predecible cuando se realizaron gran parte de las inversiones en el sector eléctrico español. Dicho cambio regulatorio afecta a la fijación de precios en el mercado eléctrico, porque (independientemente de que los derechos de emisión se adquieran en el mercado o se asignen de forma gratuita), al coste de cada kWh térmico se suma un coste de oportunidad igual al valor de los derechos en el mercado multiplicado por la tasa de emisión de cada central. Las empresas internalizan —y, de hecho, éste es el objetivo de la reforma— dicho coste de oportunidad como si se tratase de un coste efectivo (como puede ser el coste del combustible) porque, de no producir, la empresa liberaría dere-

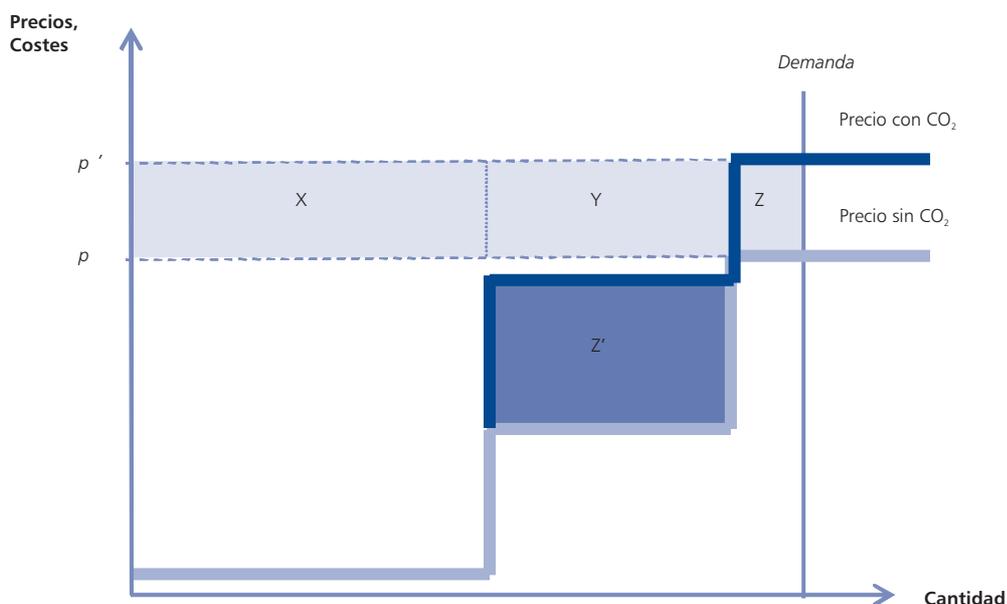
chos de emisión que podrían ser vendidos en el mercado sin apenas costes de transacción (Joskow y Ellerman, 2008). Por tanto, el precio de los derechos de emisión se traslada al precio de los kWh que perciben todas las tecnologías, incluso las no emisoras, para las que dicho incremento en el precio constituye un claro beneficio regulatorio (cobran el *sobrecoste de las emisiones*, pero ni tienen el derecho de emisión ni lo pagan). El beneficio regulatorio no es (sólo) el valor de los derechos de emisión asignados gratuitamente (al menos hasta 2011), sino el incremento de los ingresos perci-

bidos por las centrales no emisoras como efecto de la internalización del coste de oportunidad del CO₂ por parte de las tecnologías marginales (gráfico 3). Dicho beneficio regulatorio persistirá cuando las subastas de derechos sustituyan a las asignaciones gratuitas, porque las tecnologías no emisoras no tendrán que adquirir derechos, pero seguirán percibiendo el precio de mercado que las tecnologías emisoras marquen (17).

Para justificar la nueva normativa, se argumenta que la internalización de los costes de emisión de CO₂ es necesaria para que se

produzca un cambio en el orden de mérito entre las centrales de carbón y los CCGT, de tal manera que las emisiones medias por kWh producido se reduzcan. Aunque tal normativa aquí y ahora, no se va a objetar, hay que constatar que la experiencia durante estos tres años ha puesto de manifiesto que, salvo en contadas ocasiones, los precios de los derechos de emisión no han sido lo suficientemente elevados como para que los CCGT sean más competitivos que las centrales de carbón, de tal manera que no se ha producido el desplazamiento deseado entre tecnologías. Sin embargo, la

GRÁFICO 3
INTERNALIZACIÓN DEL COSTE DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂ SOBRE LOS INGRESOS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN BAJO EL SUPUESTO DE COMPETENCIA PERFECTA



- X = Mayores ingresos de las tecnologías inframarginales no emisoras por efecto del CO₂
- Y = Mayores ingresos de las centrales de carbón por efecto del CO₂
- Z' = Coste de los derechos de emisión para las centrales de carbón
- Z = Mayores ingresos de los CCGT por efecto del CO₂ iguales al coste de los derechos

- Costes sin CO₂
- Costes con CO₂

normativa Kioto referida al comercio de derechos de emisión sí ha producido un incremento de las rentas de las centrales inframarginales que ha implicado sustanciales transferencias de renta de los consumidores a las empresas y entre países, sin que se haya producido apenas, como antes se ha apuntado, ninguna contraprestación medioambiental.

También se ha justificado la nueva normativa por sus efectos de medio y largo plazo; se argumenta que es necesario que se traslade el coste del derecho de emisión a los precios de la electricidad para que las nuevas inversiones se orienten hacia tecnologías con menores tasas de emisión, o tecnologías no emisoras. Aun en el caso de que dichos incentivos jueguen en la dirección deseada, en cualquier caso ello no justifica el que las centrales *ya instaladas* perciban el aumento de precios provocado por la internalización del coste del CO₂. Incluso para las nuevas inversiones, no está claro si los precios de la electricidad sin CO₂ ya serían de por sí suficientes para incentivar inversiones que en cualquier caso no se pueden realizar porque, por las razones ya apuntadas, no hay una efectiva libertad de entrada. En concreto, permitir que las centrales nucleares o hidroeléctricas reciban los mayores precios de mercado provocados por la internalización del CO₂ genera incentivos inútiles porque, a día de hoy en España, no se pueden construir nuevas centrales nucleares ni hidroeléctricas (18).

En cualquier caso, no parece haber habido una reflexión suficiente y concluyente sobre medidas alternativas a los programas de *cap-and-trade* (Newbery, 2008), capaces de favorecer una reducción de las emisiones y un cambio en el *mix* energético sin provocar tales transferencias de rentas co-

mo las que se han producido de consumidores a empresas, y entre países.

En resumen, bajo el diseño de mercado actualmente vigente en España, los precios de la electricidad son ajenos a los costes del suministro. La falta de libertad de entrada efectiva en algunas tecnologías (principalmente, nuclear e hidráulica), unida a las no despreciables barreras de entrada en tecnologías convencionales, imposibilitan la convergencia de precios y costes, poniendo en cuestión la sostenibilidad del marco retributivo vigente: hoy es el déficit tarifario (alimentado en gran medida de beneficios regulatorios), pero mañana pueden ser pérdidas patrimoniales si la senda decreciente del precio de los combustibles fósiles se consolida y en el *mix* de generación entran inversiones en centrales con bajo coste variable y alto coste fijo. Este problema, que es un problema de diseño de mercado, se produciría aun en el caso de que el mercado de energía eléctrica fuera perfectamente competitivo y los precios convergieran a los costes marginales del sistema. No obstante, el poder de mercado lo agudiza, como se discute en el siguiente apartado.

III. UN PROBLEMA AÑADIDO: EL PODER DE MERCADO

Las características de los mercados eléctricos los hacen particularmente vulnerables al ejercicio del poder de mercado. La imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, la existencia de límites de capacidad en la producción y en el transporte, la volatilidad de la demanda y su baja o nula elasticidad al precio, junto con la interacción frecuente entre un número generalmente reducido de

empresas protegidas por barreras a la entrada, dificultan el que los mercados eléctricos respondan al paradigma competitivo, que asume que todas las empresas ofertarán sus unidades de producción a coste marginal (incluyendo, en su caso, los correspondientes costes de oportunidad y los costes sombra derivados de restricciones intertemporales), asegurando la optimalidad del despacho y la determinación de precios sobre la base de los costes marginales del sistema.

Los distintos organismos reguladores y de defensa de la competencia han puesto en repetidas ocasiones de manifiesto su preocupación por el ejercicio del poder de mercado en los sectores eléctricos. Por ejemplo, en España, la obligación impuesta desde 2006 a los dos operadores de mayor tamaño, Endesa e Iberdrola, de subastar a terceros el derecho de uso de parte de su capacidad instalada (a través de las conocidas como *virtual power plants*), responde a un intento de mitigar su poder de mercado. A escala europea, la *Energy Sector Inquiry* publicada en 2007 por la Dirección General de la Competencia de la Comisión Europea (19), también aportó evidencia sobre el ejercicio de poder de mercado en varios países europeos, entre ellos España. Los recientes casos de abuso iniciados a raíz de la *Sector Inquiry* (en los que han estado involucrados grandes operadores europeos, como EDF o E.ON) (20) y las medidas de separación de actividades, o *unbundling*, contenidas en el tercer paquete legislativo de la Unión Europea, reflejan una creciente incidencia y preocupación por el ejercicio de poder de mercado. También en el mundo académico se han dedicado muchos esfuerzos al análisis e identificación de los comportamientos estratégicos

en los mercados eléctricos (21), aportando sugerencias de mejora en el diseño de mercado tendientes a mitigarlos, tales como cambios en las reglas de la subasta, o el fomento de la contratación a plazo (Fabra *et al.*, 2006; Bushnell *et al.*, 2008). Por esta razón, aquí nos conformaremos con una descripción sencilla de este fenómeno para abordar más tarde dos manifestaciones concretas del poder de mercado a las que la literatura económica ha prestado menor atención.

1. Los incentivos y la capacidad de ejercer poder de mercado

Con algunas excepciones, y de forma genérica, los mercados de generación eléctrica se organizan en torno a mecanismos de subastas: los generadores declaran, a través de sus curvas de oferta, los precios mínimos a los que están dispuestos a producir cada kWh. Los demandantes (grandes consumidores, comercializadores, distribuidores o titulares de las unidades de bombeo) actúan de forma similar, declarando los precios máximos a los que están dispuestos a consumir cada kWh. El subastador, conocido como el operador del mercado, establece el orden de preferencia económica entre las pujas, casa oferta y demanda, y determina el precio que será recibido, o pagado, por todas las unidades despachadas, según sean de oferta o de demanda.

El comportamiento *maximizador* de los agentes les llevará a ofertar sus unidades de producción teniendo en cuenta el impacto de sus pujas sobre la cantidad producida y el precio de mercado, dado el previsible comportamiento de sus rivales. En este cálculo, las empresas se enfrentan a la siguiente disyuntiva: elevar sus pu-

jas por encima de los costes marginales implicará una pérdida de producción, pero que podrá ser, al menos en parte, compensada por el incremento resultante en el precio de mercado. Sobre la curva de demanda residual a la que se enfrenta una empresa (que se construye restando de la demanda agregada, para cada nivel de precios, la cantidad que están dispuestos a producir los rivales) se puede identificar la pérdida de producción asociada a cada incremento del precio, y así los efectos sobre los beneficios de la elevación de precios (22).

Como en otros mercados, existe una relación positiva entre el tamaño de las empresas y sus incentivos a la elevación de precios (23). Ello es así porque las empresas de mayor tamaño se enfrentan a curvas de demanda residual más elevadas, y probablemente también menos elásticas, debido a que sus rivales tienen menor capacidad para expandir su producción en respuesta al aumento de precios. Además, el beneficio percibido por las empresas de mayor tamaño también será mayor, porque el aumento en el precio lo percibirán a través de toda su producción. Por ello, y aun en situaciones en las que las empresas de mayor tamaño no sean en sentido estricto *pivotal* (es decir, imprescindibles para la cobertura), tendrán una mayor capacidad de beneficiarse del ejercicio del poder de mercado, y más incentivos para hacerlo.

Los efectos, al menos en el corto plazo, de tales comportamientos estratégicos son de doble naturaleza. Por una parte, se produce una elevación de precios, y por lo tanto un aumento en el excedente de los productores en detrimento del de los consumidores (24); por otra, se pueden producir ineficiencias productivas (y, por tan-

to, una disminución en el bienestar económico) porque la reducción en la producción de las empresas que ejercen poder de mercado sea sustituida por la producción de unidades de mayores costes, propiedad de las empresas que se comportan como tomadoras de precios (25).

2. Otras manifestaciones del poder de mercado

Salvo excepciones, sólo se ha prestado atención al poder de mercado que se ejerce actuando sobre la oferta: elevando precios, retirando capacidad o, en el caso de la producción hidroeléctrica, alterando el perfil de producción en relación con el que resultaría de la optimización hidrotérmica (Bushnell, 2003; Arellano, 2007). Sin embargo, existe un modo alternativo de poder de mercado con consecuencias similares, y que sin embargo ha pasado hasta ahora desapercibido: el que se ejerce alterando la demanda (incluso en ausencia de integración vertical). Aquí nos detendremos en analizar los incentivos para alterar la demanda vía exportaciones, y vía bombeo, bajo el diseño actual del mercado eléctrico español. Otras vías que permitieran aumentar con fines estratégicos la demanda podrían tener efectos similares (26).

2.1. Exportaciones

La exportación, al constituir una mayor demanda en el sistema nacional, supone una escalada en el precio de casación. En los últimos años, está siendo habitual la salida casi permanente de unos 2.000 MW del sistema español hacia los mercados vecinos. En 2008, las exportaciones a países vecinos han sumado 17.340 GWh (2.030 GWh a Francia, 11.077

GWh a Portugal y 4.233 GWh a Marruecos), cifra que supone en torno al 6,5 por 100 de la demanda nacional (27). Es difícil estimar cuál ha sido el incremento en el precio del sistema eléctrico español por efecto de las exportaciones, pero de lo que no hay duda es de que el incremento ha sido repercutido a todos los consumidores nacionales, bien directamente en sus adquisiciones en el mercado, bien como una anotación añadida al «déficit tarifario», y percibido (al menos, su derecho de cobro) por toda la producción nacional, no sólo por las centrales necesarias para cubrir el saldo exportador (28). Se trata de un efecto perverso de las exportaciones de electricidad contra-intuitivo desde las experiencias de otros sectores productivos: los españoles pagamos para que nuestras empresas exporten a los países vecinos. Y no se trata sólo de un efecto sobre el reparto de excedentes entre países. También puede implicar ineficiencias productivas y, por tanto, una reducción en el bienestar general (que se suma a la causada por la elevación de precios).

Para entender este fenómeno, puede ser útil hacer una analogía con el poder de mercado ejercido a través de la oferta, que ha sido descrito en párrafos anteriores. En vez de restringir la oferta para que otros agentes marquen precios con unidades de mayor coste marginal, las exportaciones se prestan a que la demanda pueda ser amplificada de forma estratégica con el mismo objetivo. En ambos casos, el incentivo al ejercicio del poder de mercado deriva del efecto de la subida de precios sobre la producción inframarginal de la empresa y, por tanto, el incentivo es mayor cuanto mayor sea ésta. La contrapartida es distinta, pero los efectos sobre la eficiencia productiva similares: si bien una em-

presa que eleva precios renuncia al margen de beneficios sobre la producción perdida, la empresa que exporta de forma estratégica pierde el margen entre el precio nacional y el precio de exportación (siendo el segundo inferior al primero para que tal exportación pueda ser considerada como estratégica). En el caso del poder de mercado vía oferta, la ineficiencia productiva deriva del hecho de que otra empresa reemplaza la producción a través de unidades de mayores costes; en el caso del poder de mercado vía demanda, la ineficiencia deriva del hecho de que en el país exportador se abastece la mayor demanda incurriendo en costes superiores a los de las unidades que dejan de producir en el país importador, y esta demanda no paga el coste de su suministro. Por último, a diferencia del poder de mercado vía oferta, el poder de mercado vía demanda se puede ejercer sin disponer de unidades que marcan precios, que son las que generalmente se consideran con la capacidad de alterar los precios de mercado. Además, se trata de un comportamiento estratégico difícilmente detectable por parte de los organismos de supervisión.

Para ilustrar este fenómeno y los efectos descritos, considérese un ejemplo simplificado de la realidad, que se ilustra en el gráfico 4:

Supóngase que en el país A existen tres empresas, cada una de ellas propietaria de una única tecnología. Los costes marginales de la tecnología propiedad de la empresa 1 son nulos, mientras los de las empresas 2 y 3 son c y c' , respectivamente, donde $c' > c > 0$. Por simplicidad, la demanda (sin exportaciones) se supone inelástica e igual a la capacidad de la empresa 1. En equilibrio, la empresa 1 podrá por tanto vender toda su capacidad al coste margi-

nal de la tecnología que le sigue en el orden de mérito, por lo que el precio de equilibrio en este mercado será $p=c$.

Supóngase además que existe un país vecino, el país B, con las mismas características que el país A, en el que el precio de mercado también es $p=c$. Si el intercambio de electricidad entre ambos países sólo se realizara para arbitrar diferencias de precios, la igualdad de precios implicaría que no habría por tanto ni importaciones ni exportaciones. Sin embargo, teniendo en cuenta el comportamiento estratégico, ¿tendrían las empresas incumbentes en el país A incentivos a exportar al país B a un precio igual (o incluso inferior) al del país vecino?

Supóngase que la empresa 1 decide exportar una cierta cantidad de energía ($D'-D$) tal que la empresa 2 se convierte en pivotal, permitiendo así una elevación del precio de mercado hasta el coste marginal de la siguiente tecnología en el orden de mérito, $p'=c'$. Claramente, y a pesar de tener que exportar energía a un precio inferior al precio de mercado (con pérdidas al menos iguales al área Y), la empresa 1 vería aumentar sus beneficios por la elevación del precio en el país A (área X), por lo que tendría interés en exportar a pesar de que las exportaciones le generen pérdidas (el área Y es claramente superior al área X). La empresa 2 también sale ganando porque pasaría a tener beneficios estrictamente positivos (área Y). Sin embargo, los consumidores en el país A disfrutaban de un menor excedente, porque consumen lo mismo a un precio superior (es decir, pierden el área X). También se pierde excedente en el país B por la reducción en la producción (área Z). Dicha pérdida de excedente también refleja una reducción en el bien-

tar económico (entendido como la suma de los excedentes de consumidores y empresas en ambos países) porque se utilizan recursos en el país A que implican unos costes marginales superiores a los costes con los que se podría producir esa misma energía en el país B (área Z).

Naturalmente, no se trata de prohibir las exportaciones para evitar su efecto alcista sobre los precios. Se trata de conocer el problema para rediseñar el mercado de forma que aquél se minore, manteniendo las exportaciones que, en ausencia de este tipo de comportamiento estratégico, permiten un arbitraje eficiente entre

países. Si un rediseño del mercado mitigara el efecto alcista de las exportaciones sobre los precios interiores, éstas dejarían de ser un incentivo para su uso como instrumento de poder de mercado.

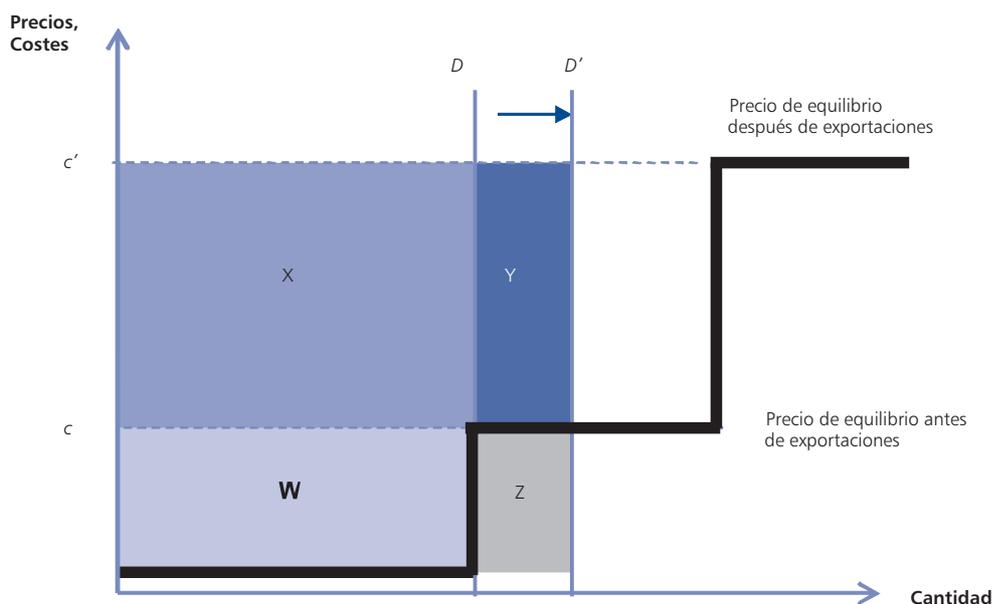
2.2. Bombeo

El problema que presenta el bombeo es semejante al que presentan las exportaciones: el bombeo es propiedad de empresas que perciben cualquier incremento de los precios ocasionado por una demanda extra como una retribución adicional de sus unidades de generación (29). A diferencia de las exportaciones, en vez de

arbitrar precios entre países, se trata de arbitrar precios entre períodos, pero los efectos sobre los precios y la eficiencia son de similar naturaleza.

Si el bombeo se realizara sin fines estratégicos, éste aportaría las ganancias de eficiencia que de él se presuponen, porque permitiría aplanar la curva de demanda térmica, bombeando agua en períodos de precios bajos para turbinarla en períodos de precios altos, cuando los costes de las tecnologías a las que sustituye son más elevados. El problema es que los incentivos estratégicos pueden distorsionar el uso eficiente del bombeo, así como desplazar a los

GRÁFICO 4
EL EFECTO DE LAS EXPORTACIONES ESTRATÉGICAS SOBRE LOS PRECIOS,
EL REPARTO DE EXCEDENTES Y LA PÉRDIDA DE EFICIENCIA ECONÓMICA



- W = Beneficios de la empresa 1 antes de exportaciones
- X-Y = Aumento de los beneficios de la empresa 1 después de exportaciones
- Y = Aumento de los beneficios de la empresa 2 después de exportaciones
- X = Reducción en el excedente de consumidores después de exportaciones
- Z = Pérdida de eficiencia, y reducción de beneficios de las empresas en el país B

grandes consumidores del valle, dificultando su gestión de la demanda.

La demanda que genera el bombeo exige el acoplamiento de una central adicional que pasará a marcar un mayor precio que percibirán todas las unidades acopladas en ese mismo momento. Por tanto, puede ocurrir que una empresa tenga incentivos a desoptimizar el bombeo para llevarlo a aquellas horas en las que su propia producción inframarginal sea mayor, y por tanto mayor el beneficio que percibe por efecto de la subida del precio.

El agua bombeada es utilizada para cubrir las superpuntas o la demanda en los mercados de operación a precios que con frecuencia se sitúan por encima de los 100 euros MWh (30). Sin embargo, la mayor oferta en dichas horas no tiene porqué suponer una reducción en el precio, dado que es precisamente en tales horas cuando la competencia es menos intensa (producto de la menor elasticidad de la demanda residual a la que se enfrenta cada una de las empresas).

Naturalmente, tampoco se trata de prohibir el bombeo para evitar su efecto alcista sobre los precios, sino, de nuevo, de identificar el problema para rediseñar el mercado de forma que tal problema se minore manteniendo el bombeo y, por consiguiente, su contribución a la optimización hidrotérmica.

Se concluye, por consiguiente, que, con el actual diseño de mercado, las exportaciones y el bombeo tienen un efecto alcista, aun en ausencia de ejercicio de poder de mercado, sobre los precios de la electricidad destinada a cubrir la demanda interna, y constituyen además un soporte para el ejercicio de un poder de mercado silente.

3. La contratación a plazo como antídoto al poder de mercado

Los incentivos a ejercer poder de mercado se pueden mitigar, e incluso anular, reduciendo el volumen de producción cuya retribución dependa de los precios de mercado. Ciertamente, no se trata de vaciar el mercado, sino de todo lo contrario: la liquidez del mercado, que está asociada con su volumen de contratación, es una característica irrenunciable si se quiere que éste opere de manera eficiente. Para mitigar los incentivos a la elevación de precios, basta con que las empresas estratégicas tengan el mismo interés en que los precios suban como en que bajen; es decir, que su posición neta, o la diferencia entre lo que venden y lo que «compran» en el mercado, sea pequeña. Esto se puede conseguir a través de la integración vertical entre la generación y la comercialización (que, sin embargo, tiene otros efectos negativos) o a través de contratos por diferencias que implican que la empresa recibirá un precio dado (31) por una cantidad exógena (es decir, no dependiente del resultado del mercado) que luego se liquida por diferencias con el precio del mercado. Dado que toda divergencia entre la cantidad fija y la cantidad efectivamente vendida en el mercado recibe o paga (según su signo) el precio del mercado, se preservan los incentivos marginales necesarios para la consecución de la eficiencia, al tiempo que se reduce el beneficio de la elevación de precios, puesto que ésta sólo afecta a la retribución de la posición neta.

Éste es el fundamento teórico que ha justificado el fomento de la contratación a plazo en los mercados eléctricos (32), o el uso de las VPP como instrumentos de la política de defensa de la compe-

tencia. También explica por qué los CTC en España, que se liquidaban por diferencias, disciplinaron (a pesar de las imperfecciones en su diseño) el comportamiento estratégico de los agentes durante su período de vigencia.

Para concluir, el marco regulatorio actualmente vigente en el sector eléctrico español, que combina un diseño de mercado inadecuado con el poder de mercado (o al menos, el incentivo a ejercerlo), se ha revelado ineficiente y, en cualquier caso, insostenible. Es necesario, por consiguiente, un cambio regulatorio.

IV. UNA PROPUESTA REGULATORIA

El cambio regulatorio debería evitar que en un futuro se reprodujeran los problemas apuntados con anterioridad: una excesiva inestabilidad en la retribución de la generación y en los precios de la electricidad, que afecta negativamente a las decisiones óptimas de inversión y consumo, unida, y a veces acentuada, por el ejercicio del poder de mercado. Por ello, la nueva regulación debería responder a la doble necesidad de retribuir de forma adecuada a las diversas tecnologías del parque de generación y de transmitir a los consumidores los precios del mercado (de un mercado de la electricidad adecuadamente diseñado), al tiempo que preserva las características del modelo actual que se han demostrado eficaces (33).

La propuesta que aquí se esboza, radica en introducir competencia allí donde no la hay, *competencia por el mercado*, y de potenciarla allí donde escasea, *competencia en el mercado*:

— La *competencia por el mercado*, clave para mitigar los pro-

blemas inherentes a las barreras de entrada existentes en el sector eléctrico, se articularía a través de la celebración, por parte del regulador, de subastas para el acceso al mercado de energía eléctrica, similares en muchos aspectos a las que se utilizan y se han utilizado en muchos otros sectores de la economía (34).

— La *competencia en el mercado* se seguiría articulando a través del mercado *spot* vigente en España, que, con cambios menores, sería preservado.

En las nuevas subastas, los potenciales inversores competirían por acceder al mercado a través de contratos financieros con el regulador (35). Estos contratos implicarían una liquidación por diferencias entre el precio que, hora a hora, se determina en el mercado *spot* y el precio del contrato (36), que se determinaría de forma competitiva a través de la subasta. Por tanto, las empresas eléctricas recibirían (o los consumidores pagarían) el resultado de multiplicar el precio del contrato por la cantidad de electricidad sujeta al contrato, más/menos el precio del mercado por la diferencia entre las cantidades efectivamente producidas (o consumidas) y las contempladas en el contrato. Como ya se ha apuntado, es importante que la cantidad sujeta al contrato sea fija (es decir, independiente de la cantidad efectivamente producida por la nueva central en el mercado) para que no se alteren de forma negativa los incentivos de la oferta ni de la demanda en el mercado *spot*. Nótese que la eficiencia de los incentivos marginales de productores y consumidores está garantizada por el hecho de que las cantidades marginales que se producen y consumen reciben y pagan el precio del mercado, y no el precio del contrato.

A través de las subastas, la competencia entre los potenciales entrantes identificaría las inversiones más eficientes para la cobertura de la demanda y llevaría los precios del suministro no ya al precio del mercado *spot*, que (en el mejor de los casos) refleja el coste marginal del sistema, sino que llevaría el precio al coste medio de las nuevas instalaciones, es decir, al precio que los mercados competitivos con verdadera libertad de entrada y salida retribuyen en el medio plazo.

Además, la *competencia por el mercado* permitiría intensificar la *competencia en el mercado*: en la medida en que una parte cada vez mayor de la energía estuviera sujeta a este tipo de contratos por diferencias, el poder de mercado se mitigaría. Los contratos por diferencias reducirían rentas excesivas, al tiempo que se evitarían quebrantos patrimoniales: para las unidades sujetas a estos contratos, subidas futuras de los precios *spot* no generarían *windfall profits* porque implicarían una mayor liquidación por diferencias de las empresas a través de las tarifas de acceso, por ejemplo; de igual modo, reducciones futuras de los precios *spot* no generarían *windfall losses*, porque implicarían una mayor liquidación por diferencias, esta vez de la tarifa a las empresas. Esta reducción en la volatilidad de la retribución, permitiría además reducir los costes del capital de las nuevas inversiones, reduciendo también las asimetrías existentes entre empresas incumbentes y los verdaderos entrantes.

Ambas cuestiones se ponen claramente de manifiesto en la siguiente cita de Chao y Wilson (2008: 4 y 17): «*All long-term contracts take advantage of the mutual interests of utilities and suppliers in insuring each other against subsequent price variations. They can*

also ensure adequate supplies of energy and reserve capacity. Long-term contracting transfers utilities' purchases from spot markets to forward markets where the elasticity of supply is greater. Because the longer time frame enables investments in capacity, forward markets are more contestable and thus prevent incumbents from inflating their bids above the long-run incremental cost of capacity expansion». (p. 4)... «*Option contracts are negotiated in forward markets that are more contestable than spot markets – because long-term contracting enables financing and construction of new generation assets. And they mitigate market power in spot markets*». (p. 17).

El mercado propuesto sería compatible con el desarrollo sostenible, objetivo básico en cualquier política energética. Con un plan energético a largo plazo (25 años) y público, donde, por ejemplo, se encuentren establecidas las metas en cuanto a energías renovables, el regulador podrá realizar subastas fijando la potencia a instalar con tecnologías de energía renovable con una frecuencia establecida en, por ejemplo, cuatro años. La retribución de estas tecnologías no necesitaría de primas, ya que, como se ha explicado, las ofertas de las subastas asegurarían su rentabilidad. El parque de generación existente tampoco se vería «sorpresivamente» afectado, ya que estas tecnologías entrantes (bajo la responsabilidad del regulador sobre el índice de cobertura) estarían previstas en el plan energético conocido por todos los agentes.

De forma similar, este sistema haría redundante el actual mecanismo de pagos por capacidad (antes, garantía de potencia). Las nuevas centrales que hayan adquirido su licencia en la subasta no necesitan de ningún pago regulado: el

propio mercado incentivará su disponibilidad en los momentos más críticos para el sistema, porque, de no estar disponibles, perderán los ingresos vía mercado, responsables principales de la rentabilidad de las centrales. Se reduciría así la intervención administrativa porque los pagos por capacidad los fijaría el mercado (estando implícitos en las ofertas a la subasta), y no el regulador.

Por último, este mercado tendría la virtud adicional de la simplicidad porque no requeriría alteraciones en los mecanismos actuales de casación, sino sólo la adición de las subastas de acceso al mercado como nuevo instrumento al servicio de la competencia.

Habría que concretar muchos aspectos del diseño, pero que son sin embargo secundarios a las grandes líneas aquí descritas. Por ejemplo, habría que analizar cómo se asignan los ingresos o pagos que recibe o paga el regulador tras la liquidación de los contratos por diferencias. Una posibilidad es que sean utilizados para sufragar el coste de las actividades reguladas. En definitiva, un mercado así diseñado revelaría los costes reales de producción sin intervenciones administrativas (37). Sus ventajas serían las siguientes:

- Trasladaría a los consumidores los costes reales de la energía.
- Estabilizaría los ingresos de las empresas y los pagos de los consumidores.
- Retribuiría de manera suficiente las diferentes tecnologías de generación.
- Permitiría estabilizar la reserva del sistema transmitiendo mayor certidumbre sobre la utilización futura de las centrales.

— Suministraría un instrumento para preservar la competencia y la diversificación.

Este planteamiento no pretende resolver los acuciantes problemas del presente tales como son el déficit tarifario, la inestabilidad de precios o la asimetría retributiva de las centrales, todos ellos producto de errores regulatorios del pasado. El objeto de la reforma, que no afectaría al parque de generación existente, es impedir que los desequilibrios apuntados se agudicen con el paso del tiempo y vean sumarse los que devendrían de la aparición de nuevos cambios tecnológicos (algunos de los cuales podrían estar muy cercanos e incorporar nuevas tecnologías inframarginales a la cobertura de la demanda) y de los cambios en los precios relativos de los combustibles y energías primarias.

Las inversiones realizadas durante los últimos diez años, mientras la LSE ha estado vigente, se han realizado bajo la expectativa de percepción de los precios que genera el mercado de la LSE, por lo que no sería adecuado alterar su marco retributivo actual. Los problemas que plantea la retribución de las centrales existentes con anterioridad a la LSE deben resolverse con mecanismos transitorios (entre otros, algunos de los recogidos en Pérez Arriaga *et al.* 2005) tipo *windfall tax*, contratos por diferencias u otros similares que no alteren los incentivos marginales de dichas centrales en el mercado. Las alternativas para regular la retribución de dichas centrales, que aquí no se tratan, son muchas, pero, en cualquier caso, de naturaleza distinta a las aquí descritas para las inversiones que se realizarán a partir de la implantación de una reforma como la aquí propuesta.

NOTAS

(*) Natalia Fabra agradece la financiación recibida del Ministerio de Educación y Ciencia a través del Programa Ramón y Cajal, y del proyecto BEC2006-05710.

(1) En CRAMPES y FABRA (2005), FABRA (2006), y FABRA UTRAY (2004) se describen las principales reformas introducidas por la LSE, así como el funcionamiento del mercado desde su puesta en marcha.

(2) En el supuesto de que las tarifas eléctricas y los precios del mercado se mantengan en los niveles actuales, el déficit tarifario podría verse reducido durante 2009.

(3) A partir de la aprobación del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, el Gobierno avala 10.000 millones de euros en 2009 y se compromete a avalar déficit futuros hasta 2013, año en el cual las tarifas de acceso deberán cubrir todos los costes que las componen.

(4) En los primeros meses de 2009, las energías renovables han cubierto un 30 por 100 del consumo de energía eléctrica en España. Esta cifra responde tanto a las condiciones meteorológicas favorables y a la menor demanda de electricidad como a la intensificación en las inversiones en dichas tecnologías durante los últimos años. Ello ha implicado una menor tasa de utilización de las centrales térmicas.

(5) Las convenciones comerciales, contratos bilaterales físicos u otros de naturaleza semejante, que impostan la realidad física del funcionamiento del sistema eléctrico, no alteran la descripción realizada. Su finalidad no es otra que la búsqueda de soluciones mercantiles convencionales para la regulación del mercado de la electricidad.

(6) No obstante, es necesario matizar que en España, existen ciertos complementos retributivos, fijados administrativamente, que introducen heterogeneidad en el pago a las distintas tecnologías. En concreto, hasta septiembre de 2007, las primas de la generación fueron uniformes para toda la generación de régimen ordinario (centrales nucleares, hidroeléctricas y térmicas convencionales). Estas primas se denominaron «garantía de potencia», y su cuantía por kWh se estableció a partir de una estimación estándar de los costes de las centrales de Ciclo Combinado con objeto de complementar sus ingresos en el mercado, previsiblemente insuficientes para cubrir sus costes medios al constituirse esta tecnología en la marginal del sistema por sus elevados costes variables. Con la idea de que la homogeneidad de los kWh exigía una retribución homogénea de toda la electricidad, las primas por garantía de potencia también se aplicaron al resto de las tecnologías de régimen ordinario. En 2007, las primas por garantía de potencia fueron sustituidas por primas heterogéneas entre sí que, bajo el título genérico de «pagos por capacidad», fueron denominadas

«incentivos a la disponibilidad y a la inversión», rompiendo el criterio paradigmático (por otra parte incumplido desde siempre con la retribución discriminada de las tecnologías de régimen especial: renovables y cogeneración) de que toda la electricidad merece, por su homogeneidad, una retribución homogénea. De esta manera, la regulación vigente de la electricidad en materia retributiva discrimina por tecnologías la retribución de la generación, y aunque lo haga de manera *poco fina*, rompe ya con algunos de los paradigmas que contaminaron la LSE original.

(7) Es importante poner de manifiesto que dicha equivalencia no se produce bajo condiciones de competencia imperfecta, porque en dicho caso, la subasta de precios discriminatorios es más eficaz a la hora de mitigar el ejercicio del poder de mercado (véase FABRA *et al.*, 2006). Por esta razón, el cambio en el tipo de subasta sería una medida pro-competitiva.

(8) En su reciente informe sobre la fusión Gas Natural/Unión Fenosa, la Comisión Nacional de la Competencia reconoce que «las tecnologías inframarginales son retribuidas (normalmente) a un precio superior a sus costes variables medios: resto de hidráulicas, nuclear, régimen especial y resto».

(9) Por razones similares, y porque el *mix* de cada empresa está limitado en su composición por sus decisiones de inversión pasadas, muchas de ellas tomadas bajo marcos retributivos que garantizaban la recuperación de los costes reconocidos, carece de sentido defender que los beneficios extraordinarios de unas tecnologías están para compensar las pérdidas de otras, como a menudo se hace en los debates regulatorios. En España, las inversiones realizadas antes de 1997 han tenido antes y después de ese año un riesgo muy bajo, al amparo primero de regulaciones tipo *cost-plus* y del marco legal estable, y después de los CTC. Las inversiones posteriores a ese año se han realizado bajo un marco de liberalización más orientado al riesgo y a la oportunidad (aunque los riesgos quedaran minorados por las primas de garantía de potencia o similares).

(10) De hecho, en los denominados mercados de «solo-energía» que *cumplen todos los supuestos del modelo*, la libertad de entrada asegura que el *mix* tecnológico resultante es el óptimo en todo momento. Además, bajo el perfil de precios competitivos que se generan en un parque de generación óptimo, todas las tecnologías cubren exactamente sus costes medios (para un ejemplo numérico, véase JOSKOW, 2007a). Sin embargo, la evidencia empírica refuta este resultado (véase JOSKOW, 2003 y 2007a) porque en la realidad sectorial de no importa qué sistema eléctrico los supuestos del modelo no sólo no existen, sino que además no pueden existir.

(11) «Informe a petición de la Comisión Nacional de la Competencia sobre la operación de concentración consistente en la adquisición por parte de Gas Natural SDG, S.A. de una participación de control sobre Unión Fe-

nosa, S.A.» (aprobado por el Consejo de la CNE el 9 de octubre de 2008). Disponible en www.cne.es.

(12) Expediente de la CNC C-0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA (aprobado por el Consejo de la CNC el 11 de febrero de 2009). Disponible en www.cncompetencia.es.

(13) No obstante, las empresas incumbentes mantienen un elevado número de proyectos de generación abiertos que tienden a desanimar a potenciales nuevos entrantes, quienes perciben esos proyectos como amenaza de sobredimensionamiento de la capacidad instalada futura.

(14) En algunos foros se alega que ciertas empresas en España están realizando fuertes inversiones en capacidad hidroeléctrica como prueba de la inexistencia de barreras a la entrada en dicho segmento. Esto, sin embargo, no invalida el argumento que aquí se defiende porque la capacidad de aprovechamientos hidráulicos, agotada o no, no es infinita y, si no es ahora, se saturará antes o después. Además, independientemente de este hecho, lo que es incuestionable es que el desarrollo de nueva capacidad hidroeléctrica con costes medios inferiores a su alternativa térmica ya ha sido agotado, y que, en cualquier caso, las inversiones hidráulicas nuevas tendrán rentabilidades muy inferiores a las de las centrales existentes, ya *amortizadas*, que son las que disponen de los emplazamientos más rentables.

(15) Aun admitiendo tal remota, por casual, coincidencia, la volatilidad e incertidumbre en la rentabilidad que esto crearía generaría unos elevados costes en términos de primas de riesgo y coste de capital que encontrarían soluciones más eficientes en mecanismos retributivos más estables. Además, generaría una falta de equidad entre generaciones de consumidores.

(16) Ciertamente, se ha producido un reparto desigual de dicha cantidad entre las centrales según su tecnología, como ya ha sido mencionado.

(17) De igual modo, nótese que algunas tecnologías (como el carbón) podrán sufrir *windfall losses* en la medida en que los CCGT, con menores tasas de emisión, marquen precios que no compensen el mayor coste al que se enfrentan las centrales de carbón para cubrir sus emisiones. Conceptualmente, los argumentos que en su día justificaron la compensación de las pérdidas regulatorias por efecto del cambio regulatorio de 1997 en España justificarían ahora del mismo modo la compensación de las pérdidas regulatorias, si es que se produjeran, por efecto de las subastas de derechos de CO₂.

(18) El RD-Ley 6/2009 deroga, con efectos a partir del 1 de julio de 2009, la norma vigente que, hasta esa fecha, ha permitido traer los mayores ingresos recibidos por las tecnologías no emisoras generados por la internalización del CO₂. La cuantía de dichos «sobre-ingresos» se estima en torno a los 3.000 millones de euros, de los cuales ya fueron de-

traídos 1.200 millones de euros en 2006, y previsiblemente más de 1.600 millones de euros entre 2007, 2008 y el primer semestre de 2009. Las futuras subastas de derechos de emisión permitirán recaudar el valor de esos derechos, pero no los *windfall gains* de las tecnologías no emisoras.

(19) Disponible en <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.

(20) En julio de 2009, la Comisión Europea ha impuesto una multa de 1.106 millones de euros a E.On y GDF Suez por una infracción de las normas de competencia.

(21) Entre otros muchos, véase BORENSTEIN *et al.* (2002).

(22) Es importante mencionar que lo que a menudo se refiere como «retirada de capacidad» no es más que la forma más extrema de elevación de precios (es «como si» se ofertara la «capacidad retirada» a un precio infinito). Sin embargo, si bien los efectos de la elevación de precios o de la retirada de capacidad pueden ser similares, ambas opciones pueden tener distintas implicaciones en cuanto a su detección, y por tanto ser preferidas por unos agentes bajo unas u otras circunstancias.

(23) No obstante, no siempre se verifica una relación positiva entre concentración y poder de mercado. Véanse BORENSTEIN *et al.* (1999) y GARCÍA-DÍAZ y MARÍN (2003).

(24) En relación con la discusión sobre los *windfall profits*, es importante matizar que el poder de mercado no genera *windfall profits* de por sí, en la medida en que las rentas que de su ejercicio se derivan son rentas predecibles en el momento de las inversiones. Sin embargo, las rentas de poder de mercado obtenidas por las centrales que se incorporaron al sistema bajo el anterior marco retributivo sí son *windfall profits* por las mismas razones ya esgrimidas con anterioridad.

(25) De forma adicional, como resulta estándar, se podría producir una pérdida de bienestar económico si la elevación del precio produjera una reducción en el consumo. Sin embargo, dicha pérdida de bienestar no se produce si la demanda es inelástica al precio, o si los consumidores no pagan el precio que se negocia en el mercado *spot*.

(26) Como se destila a lo largo del artículo, estas manifestaciones del poder de mercado agudizan los problemas estructurales de las rentas extraordinarias que se generan bajo un *mix* subóptimo.

(27) *Avance Estadístico de REE 2008*, disponible en www.ree.es.

(28) Una reducción en las importaciones provocada con fines estratégicos tendría efectos similares.

(29) Cuantitativamente, el bombeo en España puede suponer una demanda añadida al valle de hasta 3.000 MW, y puede ser ofertado siguiendo una curva muy elástica. En 2008,

el bombeo supuso 3.494 GWh de mayor demanda, que representa un 1,3 por 100 de la demanda total.

(30) Además, el bombeo de ciclo diario y semanal permite a sus propietarios participar de forma rentable en los mercados de operación (de regulación terciaria, secundaria, desvíos y restricciones), más atractivos que el propio mercado diario en horas punta, y cuyo coste es sufragado por los consumidores nacionales. El bombeo de ciclo largo estacional permite a sus propietarios reponer los embalses superiores dándoles libertad de disposición de esa energía en los momentos en los que para ellos tiene mayor valor, que pueden o no coincidir con los momentos de mayor valor para el sistema.

(31) El nivel de dicho precio no altera los incentivos de las empresas, porque éste constituye un ingreso hundido. Sin embargo, es un elemento crucial, porque es el que, en definitiva, determina gran parte de la retribución de la empresa. En algunas ocasiones, se ha optado por fijar dicho precio de forma administrada, como en el caso de los CTC, de forma similar a como se hizo en el caso de los *vesting contracts* que se utilizaron en el inicio de la liberalización en el Reino Unido. Pero no hay ninguna razón que excluya que dicho precio también sea producto de la competencia, tal es el caso de las VPP, o las CESUR, o, por razones distintas, de la alternativa regulatoria que se propone en este artículo.

(32) El artículo pionero en esta área es el de ALLAZ y VILA (1993). Para su aplicación a los mercados eléctricos, véanse entre otros, WOLAK (2007) y DE FRUTOS y FABRA (2009).

(33) En este sentido, el mercado de producción de electricidad en España ha demostrado, en comparación con otros mercados europeos, ser robusto en cuanto a su liquidez, su transparencia y sus mecanismos de control y supervisión. En concreto, la obligación a los generadores de ofertar la potencia disponible (no comprometida en contratos bilaterales) y la identificación física de las unidades de oferta han demostrado ser soluciones eficaces.

(34) Como ejemplifica Paul JOSKOW (2007b), «*Franchise bidding for natural monopoly services is not a new idea but a rather old idea with which there is extensive historical experience.*»

(35) Por ello, estas subastas habrían de celebrarse con antelación suficiente al período de entrega para que en ellas pudieran participar potenciales entrantes antes de llevar a cabo sus inversiones.

(36) Éste podría ser un precio fijo o un precio indexado a otras variables, como por ejemplo, los precios de los combustibles en los mercados internacionales. Lo importante es que su nivel, o la fórmula que lo determine, no varíen a lo largo de la vigencia del contrato.

(37) En otros mercados ya se están utilizando subastas para la licitación de nueva capacidad de generación eléctrica (aunque los detalles del mecanismo concreto puedan diferir en alguna medida de los aquí propues-

tos). Por ejemplo, en Nueva Inglaterra (Estados Unidos) y en Colombia se están adjudicando a través de subastas contratos a largo plazo con los generadores, permitiendo que en estas subastas participen potenciales inversores, dado que no se requiere la entrega de la energía hasta que no hayan transcurrido cuatro años desde la adjudicación de los contratos (en el caso de Colombia, para las grandes inversiones hidráulicas se permite un lapso de siete años hasta el compromiso de entrega física de la energía). Las empresas que se adjudican contratos de energía a través de la subasta quedan sometidas a contratos financieros cuya finalidad es la mitigación de sus (potenciales) incentivos a ejercer poder de mercado. Véase CRAMTON y STOFT (2007a).

BIBLIOGRAFÍA

- ALLAZ, B., y J.L. VILA (1993), «Cournot competition, forward markets and efficiency», *Journal of Economic Theory*, 59 (1): 1-16.
- ARELLANO, S. (2007), «Market power in mixed hydro-thermal electric systems», mimeo, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- BORENSTEIN, S.; J. BUSHNELL, y C. KNITTEL (1999), «Market power in electricity markets, beyond concentration measures», *The Energy Journal*, vol. 20, n.º 4.
- BORENSTEIN, S.; J. BUSHNELL, y F. WOLAK (2002), «Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market», *American Economic Review*, 92 (5): 1376-1405.
- BUSHNELL, J. (2003), «A mixed complementarity model of hydro-thermal electricity competition in the Western U.S.», *Operations Research*, vol. 51, n.º 1: 81-93.
- BUSHNELL, J.; E. MANSUR, y C. SARAVIA (2008), «Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured U.S. Electricity Markets», *American Economic Review*, 98 (1): 237-266.
- CHAO, H., y WILSON, R. (2004), «Resource Adequacy and Market Power Mitigation via Option Contracts», EPRI, Palo Alto, CA.
- CRAMPES, J., y N. FABRA (2005), «The Spanish electricity industry: Plus ça change...», *The Energy Journal*, 26, número especial: 127-154.
- CRAMTON, P., y S. STOFT (2007a), «Colombia's forward energy market», *Working Paper*, University of Maryland.
- (2007b), «Why we need to stick with uniform-price auctions in electricity markets», *The Electricity Journal*, vol. 20, 1: 26-37.
- DE FRUTOS, M.A., y N. FABRA (2009), «How to allocate forward contracts: The case of electricity markets», mimeo, Universidad Carlos III de Madrid.
- DE FRUTOS, M.A.; FABRA, N., y N.-H. VON DER FEHR (2008), «Investment Incentives and

auction design», mimeo, Universidad Carlos III de Madrid.

- DEMSETZ, H. (1968), «Why regulate utilities?», *Journal of Law and Economics*, 11 (1): 55-65.
- FABRA, N. (2006), «El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del Sector Eléctrico», en *Del monopolio al mercado. La Comisión Nacional de la Energía: diez años en perspectiva*, Editorial Thomson: Civitas.
- (2007), «La electricidad: Mercados, inversiones y garantía de suministro», *Economía Industrial*, 364: 63-75.
- FABRA, N.; N.-H. VON DER FEHR, y D. HARBORD (2006), «Designing electricity auctions», *RAND Journal of Economics*, 37 (1): 23-46.
- FABRA UTRAY, J. (2004), *Un Mercado para la Electricidad: ¿Liberalización o Regulación?*, Madrid, Marcial Pons.
- FABRA UTRAY, J., y G. MEDNIK (2008), «Diversidad de tecnologías, costes y precios en el mercado de electricidad», en *Energía y Regulación*, Madrid, Thomson: Civitas.
- FABRA, N., y J. TORO (2005), «Price wars and collusion in the Spanish electricity market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 23, n.º 3-4: 155-181.
- GARCÍA DÍAZ, A., y P. MARÍN (2003), «Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: An application to the Spanish market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 21: 201-222.
- JOSKOW, P. (2003), «Electricity sector restructuring and competition: Lessons learned», *Cuadernos de Economía*, 40 (121): 548-558.
- (2007a), «Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design», mimeo, MIT.
- (2007b), «Regulation of Natural Monopoly», capítulo 16, *Handbook of Law and Economics*, A.M. POLINSKY y S. SHAVELL, (eds.), Elsevier.
- JOSKOW, P., y A. D. ELLERMAN (2008), *The EU emissions trading system in perspective*, Pew Center for Global Climate Change, Washington, D.C.
- KAHN, A. (1979), «Applications of economics in an imperfect world», *American Economic Review*, 69(2): 1-13.
- NEWBERY, D. (2008), «Climate change policy and its effect on market power in the gas market», *Journal of the European Economic Association*, vol. 6(4): 727-751.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I.; C. BATLLE; C. VÁZQUEZ; M. RIVIER, y P. RODILLA (2005), Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, ISBN 978-84-4785-6.
- WOLAK, F. (2007), «Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets», *Journal of Applied Econometrics*, vol. 22: 1179-1209.