
La reforma del mercado eléctrico en el Reino Unido

Lecciones para el caso español

.....
JULIÁN LÓPEZ MILLA (*)

Departamento de Análisis Económico Aplicado e Instituto de Economía Internacional.
Universidad de Alicante

Durante los últimos años, el sector eléctrico español ha experimentado cambios trascendentales. Los más importantes se han producido tras la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE) (1)

129

y la entrada en vigor de la normativa que ha desarrollado los preceptos contenidos en dicha Ley (2). La finalidad de estos cambios es la de impulsar la liberalización del sector y, para ello, tratan de introducir mecanismos de mercado en la determinación de los precios e intentan fomentar la competencia en aquellos ámbitos en los que es posible.

El nuevo marco regulador pretende acabar, al menos parcialmente, con la integración vertical que existió durante el período previo, en el que el sector eléctrico español se organizaba en torno a un

conjunto de compañías que se denominaban *subsistemas*. Estas empresas generaban electricidad en sus propias centrales y se encargaban también de la distribución y del suministro a los consumidores finales (3). Para transportar la energía desde las unidades de producción hasta sus redes de media y baja tensión utilizaban los servicios de Red Eléctrica de España (REE), una compañía controlada por el Estado que se encargaba del transporte a alta tensión y de coordinar la explotación del conjunto del sistema eléctrico (4). Además, existía una empresa que tenía la categoría de «pro-

ductor no incluido en ningún subsistema»: se trataba de ENDESA, que se dedicaba únicamente a la generación y no vendía su electricidad a los consumidores finales, sino a los subsistemas (no obstante, al mismo tiempo, ENDESA era accionista mayoritario de algunos de ellos).

La regulación que establecía la retribución que percibían todas estas compañías constituía lo que se conoce como *Marco Legal Estable* (MLE) (5): un sistema de cálculo de los ingresos que debían percibir las empresas del sector eléctrico para

✓ La disponibilidad de cada equipo durante los periodos de referencia, que podía variar posteriormente si se alteraban las previsiones que se habían realizado en el momento de presentar las pujas.

✓ El precio al que ofrecían la electricidad que eran capaces de producir en sus instalaciones disponibles. Si lo deseaban, podían especificar tres tramos distintos (precio y cantidad) para cada media hora.

✓ El precio al que estaban dispuestas a prestar algunos servicios complementarios.

A partir de las ofertas presentadas por los diferentes productores y de sus propias estimaciones sobre la evolución de la demanda, National Grid Company elaboraba un listado en el que aparecía la cantidad de electricidad que debía generar cada instalación durante las 48 medias horas del día siguiente. Para realizar esta selección, NGC ordenaba las pujas según el precio exigido en cada una ellas, y escogía las ofertas que permitían minimizar el coste de atender la demanda esperada. De entre todas las estaciones elegidas, la que producía la electricidad más cara en cada media hora era la que fijaba el SMP (*System Marginal Price*), que es el precio que recibían todas las instalaciones que iban a tener que funcionar durante ese período.

Además, las empresas productoras recibían un pago por la potencia que ponían a disposición del sistema (*capacity payment* o CP). La finalidad de esta retribución era incentivar el crecimiento del parque de generación. Para ello, se diseñó un mecanismo que permitía incrementar los pagos cuando se esperaba una reducción de la diferencia entre la potencia disponible y el consumo previsto como consecuencia de una demanda más elevada. El importe que cobraban las compañías que se ofrecían a generar electricidad dependía de una cantidad que intentaba reflejar el valor que tendría para los usuarios la electricidad que no podrían consumir si no existía bastante capacidad de producción (*value of lost load* o VOLL), y de la probabilidad de que la potencia disponible no fuese suficiente para satisfacer la demanda (*loss of load probability* o LOLP). VOLL se estableció inicialmente en £2/KWh y se fue actualizando median-



te la tasa de inflación. LOLP se calculaba todos los días, para cada media hora, a partir del margen entre el consumo previsto y la capacidad de producción que se ponía a disposición del sistema (cuanto menor era esta diferencia, mayor era el valor de LOLP).

Las plantas que eran seleccionadas para generar electricidad percibían «el precio de adquisición por parte del Pool» (*Pool Purchase Price* o PPP):

$$PPP = SMP + LOLP \cdot (VOLL - SMP)$$

Las instalaciones que no eran elegidas, sólo conseguían una compensación por la potencia que ponían a disposición del sistema (*capacity payment*):

$$CP = LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figurase en la oferta presentada})$$

El precio que debían pagar las empresas o los consumidores que desearan adquirir electricidad (*Pool Selling Price* o PSP) se determinaba añadiendo un recargo (*uplift*) al precio de entrada al Pool (PPP) durante los periodos en que se registraba demanda media o alta. Este recargo servía para realizar los siguientes pagos:

■ El coste de los servicios complementarios. NGC decidía qué empresas tenían que prestar estos servicios a partir de las

ofertas presentadas por los productores. Realizaba la selección escogiendo a aquellas compañías que ofrecían un menor precio.

■ El coste ocasionado por las modificaciones impuestas por las restricciones de la red de transporte. Cuando National Grid Company establecía los planes de funcionamiento y determinaba el valor de SMP, no tenía en cuenta que algunas plantas no iban a poder funcionar como consecuencia de las restricciones existentes en la red de transporte. Estas instalaciones recibían el «beneficio perdido» y la retribución por la potencia que habían puesto a disposición del sistema:

$$(SMP - \text{precio que figurase en la oferta}) + LOLP \cdot (VOLL - SMP)$$

Las centrales que se incorporaban para sustituirlas percibían el precio que habían solicitado y el pago que las compensaba por mantener disponible su capacidad de producción:

$$\text{Precio que figurase en la oferta} + LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figurase en la oferta})$$

Lo que se incorporaba al recargo era la diferencia entre la suma de estos dos importes y la cantidad que habría percibido la central afectada por las restricciones.

estos cambios no impidieron que la capacidad total instalada al final del período acabara situándose en un nivel muy parecido al que existía en 1990 (véase gráfico 1).

La participación de National Power y PowerGen en el total de electricidad producida se redujo todavía más: si en el ejercicio 1990/91 se situaba en el 74%, en el ejercicio 1997/98 sólo ascendía al 26'9%. Durante ese período, la aportación de las nuevas compañías de generación fue ascendiendo progresivamente y la cuota de mercado de las empresas provenientes de la división de la antigua Nuclear Electric (Magnox Electric y British Energy) pasó del 16 al 23 por ciento (gráfico 2).

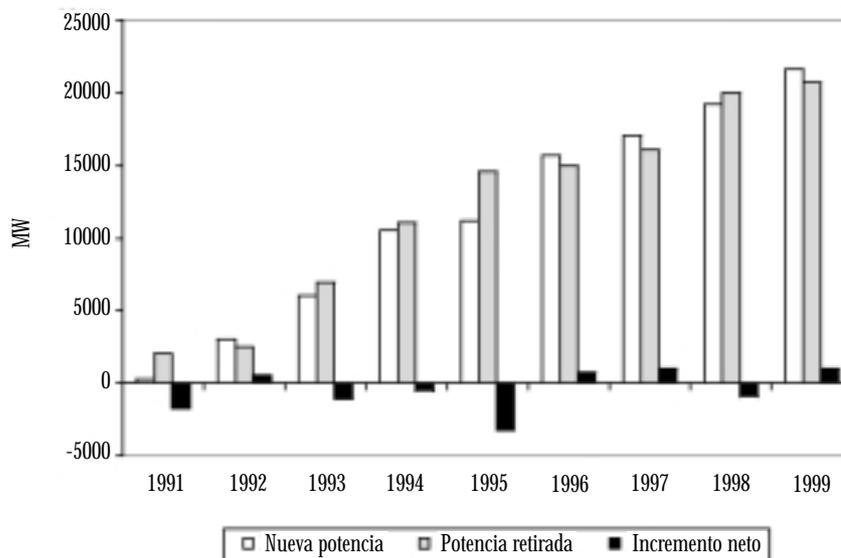
Por tanto, en una primera aproximación, parece que, durante el período analizado, se produjo un notable incremento de la competencia entre las empresas productoras de electricidad. La evolución del índice de Hirschman-Herfindahl, que disminuyó desde 3.500 hasta un valor inferior a 1.300, refleja la aparición de una estructura de mercado cada vez menos concentrada (20) (véase gráfico 3).

Sin embargo, el estudio de las cuotas de mercado no proporciona suficiente información sobre la capacidad de las empresas para influir sobre los precios. De hecho, entre las razones que justifican la modificación de las normas que ordenan los intercambios de electricidad, la más importante se refiere al hecho de que, a pesar de la aparición de nuevos productores y de las intervenciones del regulador, que ha llegado a imponer cambios en la propiedad de las instalaciones, PowerGen y National Power han encontrado la forma de conservar un importante poder de mercado.

La competencia en el Pool

El gráfico 4 recoge la evolución del precio de la electricidad vendida en el *Pool* a lo largo del período comprendido entre abril de 1990 y marzo de 2000. En él se puede observar que, durante el citado período, el precio medio anual del *Pool*, expresado en términos reales, ha tendido a situarse entre 25 y 30 £/MWh, lo que

GRÁFICO 1
VARIACIONES ACUMULADAS DE LA POTENCIA INSTALADA (1991-1999)



Fuente: Competition Commission (2000).

CUADRO 1
REPARTO DE LA POTENCIA INSTALADA

Empresa	1990/91	1999/00
National Power	47%	13%
PowerGen	30%	16'5%
Eastern (TXU).....	0%	9'2%
Nuclear Electric (*).....	14%	0%
British Energy (*).....	0%	14'8%
Magnox Electric (*).....	0%	5'4%
First Hydro (#).....	3%	0%
Edison (#).....	0%	8'9%
AES.....	0%	7'6%
Otras nuevas empresas.....	0%	19'2%
Interconexiones.....	5%	5'5%
Otras.....	1%	0%
Total	100%	100%

(*): En 1996, Nuclear Electric se dividió en dos compañías: British Energy y Magnox Electric. (#): Edison compró First Hydro en 1998. Fuente: Offer (1998a), Competition Commission (2000) y elaboración propia.

contrasta con las reducciones de costes que se han producido como consecuencia de la sustitución de viejas centrales térmicas por instalaciones equipadas con turbinas de gas de ciclo combinado y de la disminución del precio de los combustibles (21).

A lo largo del período que estamos analizando, el regulador se vio obligado a intervenir en varias ocasiones para limitar el poder de mercado de los productores y contener el crecimiento de los precios

(22). Así, a principios de 1992, cuando aún no se habían cumplido dos años desde la puesta en marcha del *Pool*, el Director General ya manifestó su preocupación por el incremento de precios que se estaba registrando, y que obedecía al aumento del precio marginal del sistema (SMP), al crecimiento de los pagos por capacidad (CP) y, en menor medida, a la subida del recargo (*uplift*).

Al valorar los factores que estaban provocando los incrementos de precios, el

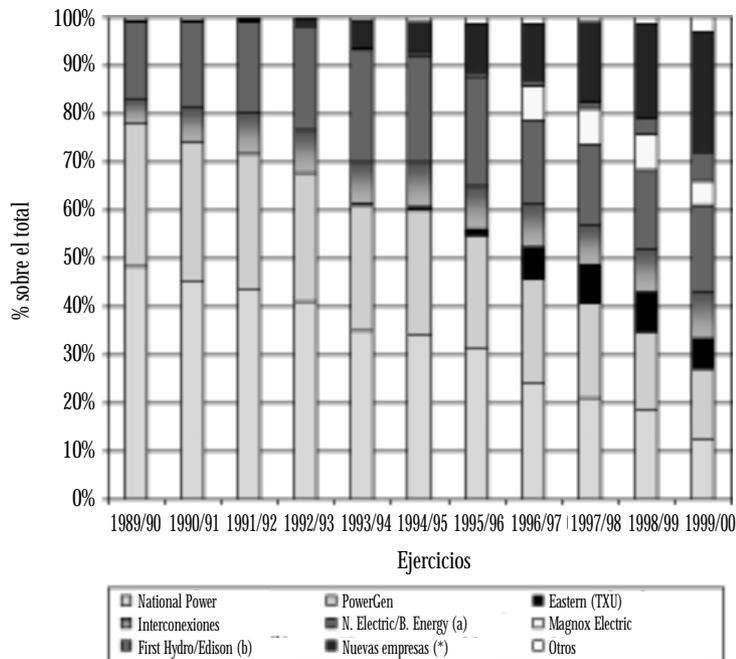
regulador consideró que el crecimiento de SMP no era preocupante, pues durante el primer año, los productores presentaron ofertas que, en algunos casos, eran inferiores al coste evitable. De hecho, casi toda la electricidad generada por las dos grandes empresas durante ese período estaba vinculada a contratos por diferencias, así que los ingresos de estas compañías apenas dependían del precio fijado en el *Pool* (23).

No obstante, el regulador juzgó que el crecimiento de CP y *uplift* ponía de manifiesto la capacidad de PowerGen y National Power para elevar los precios del *Pool*, y ello le llevó a realizar un seguimiento especial de las pujas presentadas por las empresas propietarias de las centrales que venían beneficiándose de las restricciones existentes en la red de transporte; a modificar el procedimiento que conducía al cálculo de LOLP; y a imponer a las empresas la obligación de elaborar, a comienzos de año, unas previsiones sobre la disponibilidad de las instalaciones (24).

En el segundo semestre de 1992, el precio marginal del sistema experimentó una nueva subida, que algunos autores han relacionado con la proximidad del vencimiento de la mayoría de los contratos por diferencias vinculados a la adquisición de carbón británico (Green, 1996): la cercanía de esa fecha determinó la necesidad de negociar unos nuevos contratos, y las compañías procuraron elevar los precios del mercado para conseguir unas condiciones económicas más favorables. Sin embargo, el regulador consideró que estos incrementos no podían ser censurados porque el valor medio de SMP durante el año anterior se había situado en un nivel inferior al que permitía recuperar los costes evitables de los productores.

Durante los primeros meses del ejercicio 1993/94, el precio de las ofertas de National Power y PowerGen se elevó notablemente, lo que provocó un importante incremento del precio marginal: entre abril y septiembre de 1993, SMP fue un 14% más alto que en los mismos meses del período anterior. Este aumento coincidió con el período en el que entraban en vigor nuevos contratos por diferencias para respaldar las compras de car-

GRÁFICO 2
PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN TOTAL (1990-2000)



Notas: (a): Hasta el ejercicio 1995/96, Nuclear Electric; a partir del ejercicio 1996/97, sólo British Energy. (b): Desde el ejercicio 1998/1999, incluye también a Edison. (*): Incluye la producción de AES y la de Edison hasta que compró First Hydro en 1998. Fuente: Green (1998), Competition Commission (2000) y elaboración propia.

bón nacional. La cobertura de estos contratos era inferior a la de los anteriores, así que, desde el 1 de abril, los ingresos de los dos grandes productores dependían, en mayor medida, de la evolución de los precios del *Pool*. Al crecimiento de SMP se añadió una subida de más de un 55% en el recargo, ocasionada, fundamentalmente, por el coste de las restricciones existentes en la red de transporte (25) (Offer, 1998a).

El regulador analizó estos incrementos de precios e informó de que los ingresos percibidos por los principales productores eran superiores a sus costes evitables y no reflejaban la disminución que se venía registrando en el precio de los combustibles (Newbery, 1995). A su juicio, esta situación se derivaba del poder de mercado que acumulaban las dos grandes compañías generadoras. Green (1994) encontró que, en algunos períodos, estas empresas habían pedido un precio inferior al coste marginal por la energía generada en las estaciones que producían una electricidad más barata,

para asegurarse de que eran incluidas en los planes de funcionamiento durante el mayor tiempo posible, y, a la vez, habían exigido un precio superior al coste marginal en las pujas correspondientes a las instalaciones que generaban una energía más cara, para elevar el valor de SMP e incrementar los ingresos que recibirían por todas las centrales incluidas en los planes de funcionamiento.

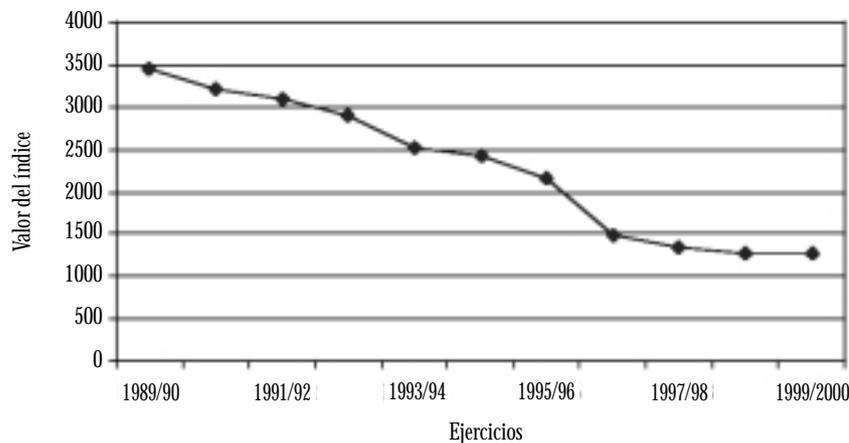
De hecho, es fácil comprobar que, entre 1990/91 y 1995/96, National Power y PowerGen dominaron claramente el segmento del mercado que fija el precio marginal del sistema: en los treinta y seis meses transcurridos hasta el 31 de marzo de 1993, las pujas de estas dos empresas establecieron, como mínimo, el 90% de los valores que tomó SMP en cada uno de los meses. En los tres años siguientes, esta proporción no bajó nunca del 75% y alcanzó niveles muy superiores con frecuencia (Offer, 1998a).

Esos elevados porcentajes obedecían a la diferencia entre la estructura del parque

de generación de PowerGen y National Power y la composición de la potencia instalada por las demás compañías, pues, mientras las dos grandes empresas tenían un parque de generación relativamente diversificado, con distintos tipos de plantas, la capacidad de producción del resto de los generadores estaba compuesta, fundamentalmente, por instalaciones nucleares y centrales de gas de ciclo combinado, que suelen funcionar permanentemente (proporcionan «carga básica»: *baseload* (26)). Por consiguiente, los equipos adicionales que eran necesarios durante las horas de demanda media y alta (proporcionando «carga no-básica»: *non-baseload*) casi siempre los aportaban PowerGen y National Power que, hasta marzo de 1996, en ningún ejercicio suministraron menos del 90% de la electricidad generada mediante la potencia utilizada para incrementar la producción en los periodos de demanda media y alta (Green y Newbery, 1997)

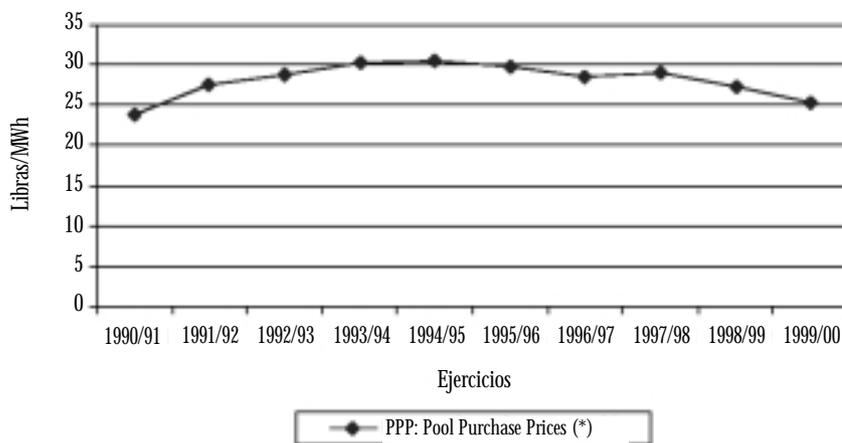
Al final, el regulador llegó a un acuerdo con PowerGen y National Power para que vendieran una parte de sus instalaciones de generación y limitasen el precio de sus pujas. National Power se comprometió a negociar la venta de 4.000 de sus 26.000 MW de potencia antes de que transcurriesen dos años, y PowerGen asumió una obligación similar con respecto a 2.000 MW más (la décima parte de su capacidad de producción). Además, las instalaciones cedidas a terceros debían producir electricidad mediante carbón o petróleo, para que el parque de generación de sus competidores se diversificase y las dos grandes empresas perdieran parte de su capacidad para determinar el precio marginal del sistema (27). Las ventas se efectuaron en septiembre de 1995 y abril de 1996. Eastern, la mayor de las RECs, adquirió las cinco centrales enajenadas y comenzó a ofrecer su producción en el *Pool* a principios de julio de 1996. Asimismo, las dos grandes compañías productoras se comprometieron a pujar de modo que, durante los ejercicios 1994/95 y 1995/96, la media anual ponderada de los precios de entrada al *Pool* (PPP) no se situase por encima de 24 £/MWh si se utilizaba como factor de ponderación el número de horas que hubiese estado vigente cada precio, o de 25'5 £/MWh si se

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE HIRSCHMAN-HERFINDAHL



FUENTE: Littlechild (1998), Ofgem (1999a), Competition Commission (2000) y elaboración propia.

GRÁFICO 4
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL POOL (1990/91-1999/00)



(*): Expresados en libras de septiembre de 2000 y ponderados en función de la demanda.
FUENTE: Competition Commission (2000).

empleaba como factor de ponderación la demanda correspondiente a los periodos en que se hubiera establecido cada precio (28).

Durante los dos años en que estuvo vigente la restricción, el valor medio del precio de entrada al *Pool* se mantuvo por debajo de los umbrales fijados, a pesar del fuerte crecimiento que experimentaron los pagos por capacidad durante los últimos meses de 1994 y 1995. A juicio del regulador, el hecho de que los pre-

cios no superasen los límites establecidos pone de manifiesto el poder de mercado del que disfrutaban PowerGen y National Power (los demás productores no tenían que respetar esa restricción). No obstante, existe constancia de que, paradójicamente, no fueron estas dos compañías las más afectadas por los controles de precios, pues casi todos sus ingresos dependían de las condiciones económicas que figuraban en contratos que ya se habían pactado cuando se impusieron las limitaciones (Green, 1998).

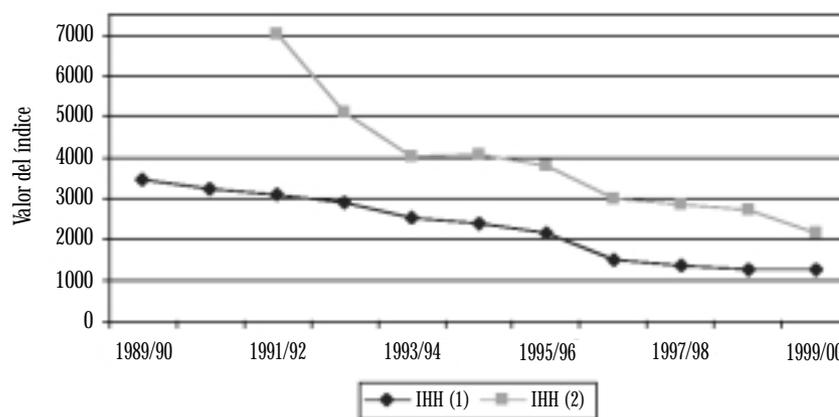
El regulador no volvió a proponer medidas tan drásticas hasta la primavera de 1998. Durante el invierno anterior, el valor medio del precio marginal del sistema había crecido un 30% en comparación con el mismo período del año previo, y Offer consideró que este incremento no estaba justificado. La subida de SMP respondía a un aumento del precio exigido en las ofertas, y, en particular, al crecimiento de las pujas efectuadas por National Power y PowerGen, que habían fijado el valor de SMP en el 70% de los períodos comprendidos en esos tres meses.

Además, estas compañías seguían utilizando su poder de mercado para evitar que sus ingresos se redujesen como consecuencia de la disminución de los pagos por capacidad y de la caída de su aportación al total de energía negociada en el *Pool*. El resultado de esta estrategia había provocado un incremento del ratio entre los precios correspondientes a los períodos de mayor demanda, en los que estas empresas tenían una cuota de mercado muy superior, y los precios de los demás períodos (Littlechild, 1998).

En junio de 1998, ante la constatación de que PowerGen y National Power seguían conservando un notable poder de mercado, que utilizaban para elevar los precios y que les permitía conseguir unos elevados ingresos sin verse obligadas a competir para ampliar su cuota de mercado, el regulador planteó de nuevo la necesidad de que ambas compañías procediesen a la venta de algunas de sus centrales, y condicionó su expansión en la actividad de suministro (PowerGen y National Power pretendían adquirir East Midlands Electricity y Midlands Electricity, respectivamente) a la enajenación de una parte de sus activos de generación (Offer, 1998b).

Estas dos empresas seguían fijando la mayoría de los precios que se establecían en el *Pool* (29) y, como resultado, el grado de concentración horizontal existente en este segmento del mercado era muy superior al que se apreciaba en el conjunto de las operaciones realizadas en el mismo (véase gráfico 5). Para que las ventas redujesen su capacidad para determinar los precios, las plantas enajenadas debían producir electricidad a partir de carbón. Así pues, a lo largo de 1999 cada

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN DE LOS ÍNDICES DE HIRSCHMAN-HERFINDAHL



(1): Índice de Hirschman-Herfindahl correspondiente al conjunto del mercado. (2): Índice de Hirschman Herfindahl correspondiente al conjunto de empresas que fijan los precios. FUENTE: Littlechild (1998), Ofgem (1999a), Competition Commission (2000) y elaboración propia.

compañía vendió 4 GW de potencia instalada en centrales pertenecientes al tipo indicado (las compradoras fueron Edison y AES). Como se puede observar en el gráfico 5, ello redujo notablemente el grado de concentración horizontal que existía en el segmento del mercado en el que se fijaban los precios.

En julio de 1999, el regulador volvió a llamar la atención sobre los incrementos de precios que se estaban produciendo: durante las dos primeras semanas del mes, el precio marginal del sistema, expresado en términos reales, se elevó un 55% con respecto al del año anterior, mientras los pagos por capacidad se acrecentaban un 400%. Estas variaciones se produjeron sin que se apreciases cambios significativos en la demanda o en la disponibilidad de plantas, que se mantuvieron en niveles muy similares a los de 1998. El regulador atribuyó estos hechos al poder de mercado que aún conservaban los dos mayores productores, que todavía no habían realizado las ventas señaladas en el párrafo anterior y habían conseguido fijar el 81'5% de los precios marginales establecidos durante los primeros quince días de julio.

Como se preveía introducir las nuevas normas de intercambio de electricidad en otoño de 2000, y aún estaba pendiente la

enajenación de varias centrales de carbón pertenecientes a PowerGen y National Power, el regulador se contentó con proponer una modificación de las licencias de las principales compañías de generación, para añadir una nueva cláusula que prohibiese explícitamente el abuso del poder de mercado y reforzase la capacidad de actuación del regulador en caso de que se detectaran situaciones de este tipo. Sin embargo, AES y British Energy no aceptaron la modificación de las licencias, y la cuestión acabó en la Comisión de la Competencia (*Competition Commission*) que dictaminó en contra de las intenciones del regulador a finales de 2000. Este organismo justificó su decisión argumentando que la introducción de la nueva cláusula podía generar una gran incertidumbre, pues no siempre es fácil distinguir las estrategias abusivas de las que no lo son.

Además, los componentes de dicha comisión señalaron que cuando entrasen en vigor las nuevas normas de intercambio de electricidad —y faltaban pocos meses— sería mucho más difícil influir sobre los precios, e hicieron hincapié en que lo largo de todo el año 2000 se había venido registrando un notable incremento de la competencia en el *Pool* que se podía atribuir, en buena medida, a la disminución del poder de mercado de PowerGen y

National Power, ya que su capacidad para fijar el precio marginal del sistema se había reducido significativamente gracias a las ventas de activos realizadas en 1999 y 2000 (30) (cuadro 2). Así pues, la Comisión de la Competencia juzgó que era preferible esperar a que se empezaran a utilizar los nuevos mecanismos de compraventa de electricidad para determinar cuáles podían ser las medidas más eficaces para combatir el abuso del poder de mercado (Competition Commission, 2000).

Otros determinantes de las reformas

Junto a las razones expuestas más arriba, debemos considerar otras que, aunque no son ajenas a las anteriores, merecen ser consideradas separadamente:

✓ Los demandantes apenas participaban en el proceso de fijación de precios que se desarrollaba en el *Pool*: sólo un reducido número de grandes consumidores (31) tenían autorización para presentar ofertas de compra, así que casi todos ellos se limitaban a aceptar los precios que se derivaban de las pujas que remitían las empresas autorizadas para vender electricidad. Los suministradores que abastecían a los consumidores que no acudían al *Pool* tampoco podían influir sobre los precios que se fijaban en el mercado, así que su evolución dependía únicamente de las estrategias de los productores.

✓ Aunque toda la información sobre precios y ofertas se ponía a disposición del público, la complejidad de los procedimientos de puja y determinación de precios hacía difícil comprender la relación que existía entre las ofertas que presentaban los productores y los precios resultantes de las mismas. Debemos tener en cuenta que, en algunos periodos, esas ofertas podían contener hasta nueve parámetros relacionados con el precio, así que para ordenarlas y determinar cuáles eran las más baratas era necesario aplicar un algoritmo muy complejo. Además, el precio final también incluía otros componentes (*capacity payments* y *uplift*), que respondían a múltiples factores y seguían una evolución muy variable. Por tanto, resultaba difícil determinar cómo influían las ofertas de una planta concreta en el precio final.

CUADRO 2
PARTICIPACIÓN DE CADA EMPRESA EN LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO MARGINAL DEL SISTEMA (SMP)

	National Power	PowerGen	Eastern -TXU	Edison (b)	EdF	AES (c)	British Energy (d)	Otros	IHH
1998	35'4%	32'2%	18'6%	9'8%	2'6%	0'4%	0%	0'9%	2740
1999	31'0%	22'9%	24'5%	7'5%	10'9%	2'6%	0%	0'7%	2260
2000 (a)	14'6%	16'8%	11'8%	21'1%	10'7%	19'3%	4,9%	0'8%	1400

Notas: (a): Sólo hasta el 30 de septiembre. (b): Edison compró los 4 GW de potencia que vendió PowerGen a mediados de julio de 1999. (c): AES compró los 4 GW de potencia que enajenó National Power a finales de 1999. (d): British Energy fue la principal compradora de los activos de generación que vendió National Power en marzo de 2000. Fuente: Competition Commission (2000) y elaboración propia.

✓ Existe evidencia de que los pagos por la capacidad que se ponía a disposición del sistema (*capacity payments*) no estaban influyendo en las inversiones de las compañías productoras, que no los consideraban una señal sobre las necesidades de potencia sino una parte del precio total que percibían, así que diseñaban su estrategia de forma que alcanzasen el valor que les permitía recaudar los mayores ingresos posibles. A finales de 1999, el regulador elaboró un informe que prueba la existencia de una relación inversa entre el precio marginal del sistema y los pagos por capacidad, y demostró que las empresas elevaban sus pujas para incrementar el precio marginal cuando preveían una reducción de los pagos por capacidad (Offer, 1998b).

Asimismo, comprobó que apenas existía correlación entre el nivel que alcanzaban estos pagos y la diferencia entre la demanda y la potencia que se ponía a disposición del sistema. De hecho, acontecimientos como los ocurridos durante las dos primeras semanas del mes de julio de 1999, en las que los *capacity payments* se incrementaron un 400% con respecto a los del año anterior sin que se produjeran variaciones significativas en la demanda o en la disponibilidad de las plantas, probaron que los productores eran capaces de influir sobre su evolución para alterar la relación entre su importe y el margen entre demanda y potencia.

✓ Con el *Pool*, los productores no tenían que asumir los costes asociados a problemas de funcionamiento en sus instalaciones, pues el importe que recibían los pro-

pietarios de las centrales que sustituían a las que no se acoplaban, más elevado porque cobraban el precio que aparecía en la oferta que habían presentado, se repartía entre todos los compradores a través del recargo. Estos tampoco se enfrentaban a los costes derivados de variaciones en los consumos individuales porque no se veían obligados a pujar para conseguir la electricidad que necesitaban. Por tanto, los agentes no soportaban las consecuencias económicas de sus decisiones ni afrontaban los costes ocasionados por los riesgos asociados a sus actividades.

✓ Otra razón para modificar las normas que ordenaban los intercambios de electricidad se refiere a la necesidad de resolver los problemas que plantea la liberalización del sector del gas, en el que también se ha desarrollado un mercado mayorista de compraventa. Hay que tener en cuenta que casi todas las centrales de ciclo combinado utilizan gas adquirido mediante contratos que admiten la interrupción del suministro si se produce un desequilibrio entre oferta y demanda, y esto puede provocar un descenso imprevisto de la producción de energía eléctrica. Además, durante los años del *Pool*, cuando subía el precio del gas en el mercado mayorista, a las compañías generadoras les podía resultar más rentable vender el combustible en este mercado y renunciar a producir electricidad. Tanto en un caso como en otro, las empresas no asumían el sobrecoste que suponía incorporar plantas que generaban una energía más cara (32). En consecuencia, no tenían incentivos para adquirir el gas a través de otro tipo de contratos ni para

evitar el encarecimiento provocado por el arbitraje entre ambos mercados.

•••••

Las nuevas normas de intercambio de electricidad

El proceso que concluyó con la desaparición del *Pool* y la modificación de las normas que ordenaban los intercambios de electricidad se inició en octubre de 1997. Para la elaboración de las nuevas normas (*New Electricity Trading Arrangements, NETA*) se tomó como punto de partida la propuesta que presentó el Director General de Offer a finales de 1997 (Offer, 1997). Dicha propuesta se sometió a una ronda de consultas en la que participaron todos los agentes que se iban a ver afectados por las reformas, y de ella surgió un conjunto de reglas más concretas que se fueron definiendo de una forma más precisa durante el primer semestre de 1999. El proceso culminó en julio de 1999 con la publicación de un informe de dos volúmenes (Ofgem 1999a y 1999b) (33) en el que se detallaban las nuevas normas de intercambio y se establecía el calendario para ponerlas en práctica. Posteriormente, se perfilaron los últimos detalles y se preparó la puesta en marcha de los nuevos mecanismos de negociación, que comenzaron a funcionar el 27 de marzo de 2001 tras un período de pruebas.

Las NETA se aprobaron con la finalidad de incrementar las posibilidades de negociación de las que disfrutaban los agentes que participaban en el *Pool*. Con ello, se intentó promover el crecimiento de los intercambios bilaterales entre generadores, suministradores y grandes consumidores, así como fomentar la aparición de intermediarios muy activos que negocien con todos ellos. Para alcanzar estos objetivos se definieron los siguientes ámbitos de negociación:

Forwards and futures markets (mercados a plazo y de futuros). Los agentes que están dispuestos a participar en la compraventa de electricidad participan en varios mercados de este tipo, organizados en torno a operadores indepen-



dientes que se encargan del mantenimiento de la infraestructura necesaria y de que exista un entorno adecuado para realizar los intercambios y liquidar las operaciones.

Las empresas productoras acuden a estos mercados para asegurar la venta de la electricidad que tienen intención de generar en un determinado período. Las compañías suministradoras y los consumidores pueden adquirir la energía que necesitan para satisfacer sus necesidades futuras, asegurando la cobertura de la demanda prevista con varios años de antelación o con unas pocas horas de anticipo, aunque, en la práctica, lo normal es que compradores y vendedores ajusten continuamente sus posiciones para adaptarlas a los cambios de sus expectativas y conseguir unos mejores precios. Los precios, las cantidades y las demás condiciones son los que acuerdan las partes contratantes.

En estos mercados se puede negociar sobre la electricidad correspondiente a un período concreto (de media hora) hasta que falten tres horas y media para que se inicie dicho período, pues en ese momento, denominado *Gate Closure*, es cuando vence el plazo para notificar cualquier operación acordada en ellos. Así pues, se trata de los principales mercados de compraventa de electricidad:

en los mercados a plazo y de futuros es donde se negocia la mayor parte de la energía que se va a consumir y donde se determinan los precios que sirven como referencia para el conjunto de las operaciones.

Balancing Mechanism (mecanismo de equilibrios). Se trata de un procedimiento gestionado por el operador del sistema eléctrico (National Grid Company) en el que se efectúan las transacciones que hacen posible un ajuste perfecto entre oferta y demanda. Las operaciones correspondientes a cada período de media hora comienzan tres horas y media antes de que se inicie ese período y se prolongan hasta el momento en que se produce el intercambio físico, para que se pueda realizar un ajuste «en tiempo real».

La compañía que gestiona el «mecanismo de equilibrios» actúa como contraparte de todas las operaciones que se efectúan en el mismo. Por tanto, los agentes que participan en este sistema de ajustes no negocian entre ellos, sino que presentan ofertas de compra o de venta que son aceptadas o rechazadas por NGC en función del precio exigido y de las necesidades existentes. Las ofertas de venta, que pueden referirse a incrementos de la producción o a reducciones en el consumo, se pagan al precio que figura en las mismas. Los titulares de las ofertas de compra que resultan seleccionadas, que pueden referirse a disminuciones de la producción o a aumentos en el consumo, satisfacen el precio que hayan incluido en las mismas. Normalmente, NGC acepta las ofertas de venta más bajas y las ofertas de compra más elevadas, aunque también puede seleccionar ofertas que no cumplan estas condiciones si con ello resuelve problemas técnicos que puedan afectar a la estabilidad del sistema eléctrico.

Para determinar las cantidades que se han de negociar, NGC utiliza sus propias predicciones, los datos proporcionados por los participantes y cualquier información sobre el estado del sistema. También tiene en cuenta las restricciones existentes en la red de transporte, y se encarga de efectuar las transacciones que permiten asegurar el suministro en las zonas afectadas. Además, contrata los servicios com-

plementarios que son necesarios para mantener la estabilidad del sistema (34).

Imbalance Settlement (liquidación de desequilibrios). Tras cada período de media hora, aparecen discrepancias entre la energía previamente contratada y la que se consume o produce realmente. Ello obliga a calcular un desequilibrio para cada agente, que se obtiene como diferencia entre la energía medida y su posición contractual previa (ajustada para incorporar las ofertas de compra o de venta que le han sido aceptadas por NGC).

Aquellos agentes cuya producción supera a la contratada previamente o cuyo consumo es menor que el que contrataron, y que han obligado al operador del sistema a vender electricidad, reciben el «precio de venta del sistema» (*System Sell Price: SSP*), que se calcula como media ponderada (por la cantidad de energía) de todas las ofertas de compra aceptadas. Aquellos agentes que producen por debajo de su posición contractual previa o cuyo consumo es mayor que el que contrataron, y que han obligado a NGC a adquirir electricidad, pagan el «precio de compra del sistema» (*System Buy Price: SBP*), que se obtiene hallando la media ponderada (por la cantidad de energía) de todas las ofertas de venta aceptadas. Además, debemos tener en cuenta que NGC ajusta ambos precios, al alza (SBP) o a la baja (SSP), para resarcirse del coste en que incurre cuando acepta ofertas para resolver los problemas causados por las restricciones que existen en la red de transporte (estas ofertas no se incluyen cuando se calculan los anteriores precios), o cuando contrata servicios complementarios fuera del mecanismo de equilibrios.

Es necesario señalar que si uno de los agentes que participa en los mercados eléctricos actúa en ellos como comprador y como vendedor sus posiciones netas no se agregan. Así, por ejemplo, un agente puede estar cobrando el «precio de venta del sistema» por haber producido más de lo que contrató y, al mismo tiempo, puede estar pagando el «precio de compra del sistema» por haber consumido más de lo que compró previamente.



Conclusiones

Hasta hace muy poco tiempo, el *Pool* era el eje del sistema eléctrico británico. Por tanto, la desaparición de este mercado y la modificación de las normas que ordenaban los intercambios de energía ha supuesto el comienzo de una nueva etapa para los agentes implicados en el suministro de electricidad, que han visto cómo se incrementaban sus posibilidades de negociación y se están teniendo que acostumbrar a operar en un mercado mucho más abierto. Ante este cambio trascendental, y en unos momentos en los que el sector eléctrico español también se enfrenta a nuevos retos, podemos preguntarnos qué lecciones se pueden extraer de la experiencia del Reino Unido e intentar aplicarlas al caso español.

Desde el 1 de enero de 1998, funciona en nuestro país un mercado mayorista que también se ha convertido en el eje del sistema eléctrico. Sin embargo, existen algunas diferencias entre el *Pool* y este mercado. La más importante se refiere a la participación de los demandantes, que no presentaban solicitudes de compra en el *Pool* pero sí remiten sus peticiones al operador del mercado español. Por tanto, en nuestro caso, los adquirentes de electricidad desempeñan un papel más activo y, como consecuencia de ello, asumen

directamente una parte de los costes ocasionados por las variaciones que se producen en sus compras. Como hemos visto, la escasa participación de la demanda ha sido uno de los principales determinantes de las reformas que se han realizado en el Reino Unido.

Además, debemos tener en cuenta que el mercado español se divide a su vez en varios submercados: el mercado diario, en el que se llevan a cabo las transacciones relativas al suministro de energía que se efectuará el día siguiente; el mercado intradiario, donde se realizan las operaciones que permiten ajustar la oferta y la demanda con mayor precisión; y el mercado de servicios complementarios, en el que se negocia la prestación de ciertos servicios que son indispensables para que la electricidad llegue a los clientes en las condiciones adecuadas (entre ellos, los que permiten equilibrar oferta y demanda «en tiempo real»). Así pues, la estructura del mercado español ya permite la existencia de distintos plazos de negociación (en el *Pool* sólo se negociaba de un día para otro).

Otra diferencia importante se refiere al hecho de que en España, el importe total de la *garantía de potencia*, que es el pago destinado a asegurar que va a existir suficiente capacidad de producción en el sistema, depende únicamente de la demanda, y la parte que le corresponde a cada generador se calcula a partir de la disponibilidad de sus instalaciones. Con este mecanismo no se originan problemas como los que han surgido en el Reino Unido con los *capacity payments*, pero el estrechamiento o la ampliación del margen entre la demanda y la potencia disponible no influye sobre el importe de los pagos que perciben los productores (35). En otros sistemas eléctricos liberalizados no existe un pago de este tipo (por ejemplo, en los países escandinavos), y en el Reino Unido desapareció desde que entraron en vigor las nuevas normas de intercambio: los demandantes negocian con los productores las cantidades que les van a pagar para garantizarse el suministro, pactando libremente el importe que les asegura el nivel de abastecimiento deseado en cada uno de los escenarios previstos.

A pesar de las diferencias que se observan al comparar las normas vigentes en ambos países, debemos tomar buena nota de

algunas de las lecciones que se derivan de la experiencia del Reino Unido. Por ejemplo, hemos de tener presente que el grado de concentración horizontal que se aprecia en el mercado español es muy similar al que existía allí cuando se inició la liberalización, y aunque cabe esperar que se incorporen nuevas empresas en los próximos años, es probable que, como ocurrió en el Reino Unido, las que ya están establecidas y poseen un parque de generación diversificado sean capaces de encontrar la manera de condicionar la evolución de los precios.

Además, en un mercado como éste, en el que operan pocas empresas y el proceso que conduce a la fijación de los precios se repite frecuentemente con la participación de las mismas compañías, éstas tienen incentivos para llegar a un acuerdo, explícito o implícito, que amplíe su capacidad para influir sobre los precios. En España, la probabilidad de que se produzca algún tipo de colusión se incrementa porque los generadores aún comparten la propiedad de algunas centrales que construyeron conjuntamente para repartirse el coste de las inversiones o que se dividieron como consecuencia de los intercambios de activos acordados a mediados de los ochenta y principios de los noventa (36).

Por otra parte, conviene tener en cuenta que mientras los suministradores independientes de los productores no consigan una cartera de clientes suficientemente grande, casi toda la energía que se comercialice en el mercado mayorista será adquirida por empresas que pertenecen al mismo grupo empresarial que los vendedores. Así pues, no parece que la demanda vaya a reaccionar ante el poder de mercado del que disfrutaban los productores tradicionales, al menos durante unos años.

También cabe argumentar que si la complejidad del procedimiento de fijación de precios ha limitado la transparencia del *Pool*, otro tanto puede ocurrir en el mercado español, donde el precio marginal se determina a través de un complicado algoritmo matemático que casa las ofertas de compra con las de venta, y tanto los productores como los demandantes tienen la posibilidad de remitir pujas con varios tramos y diversas *condiciones adicionales* (requisitos referentes a parámetros distintos al precio y la cantidad).



Finalmente, parece necesario realizar algunas consideraciones sobre el proyecto de fusión de Endesa e Iberdrola, que incluía la enajenación de una parte del parque de generación de la sociedad resultante. La experiencia británica nos enseña que la venta de esta clase de activos ha sido un instrumento válido para facilitar la entrada de nuevos productores y fomentar la competencia en el *Pool*. Sin embargo, el estudio de la evolución del mercado eléctrico del Reino Unido durante la década de los noventa también nos tiene que servir para aprender que la enajenación de los activos de generación no debe dejarse en manos de las compañías vendedoras: es necesario asegurarse de que las plantas transferidas a los competidores son capaces de participar activamente en el mercado, contribuyendo regularmente a la formación de los precios, pues si no es así, cabe la posibilidad de que las empresas que las enajenen sean capaces de conservar un importante poder de mercado. Ello justificaría la posición que adoptó el gobierno español en el proceso de fusión cuando incluyó entre las condiciones que impuso a Endesa e Iberdrola la de que vendiesen un conjunto de activos de generación suficientemente diversificado y se reservó el derecho de supervisar la venta de los mismos (37).

(*) El autor desea agradecer las sugerencias y los comentarios de un evaluador anónimo de E.I.

• • • • •
Notas

- (1) Ley 54/97, de 27 de noviembre de 1997 (BOE, 28 de noviembre de 1997).
- (2) En la página web de la Comisión Nacional de la Energía (<http://www.cne.es>) se puede encontrar una completa relación de las normas que han desarrollado la LSE.
- (3) Normalmente, las actividades que realizan las compañías eléctricas se clasifican del siguiente modo:
 - Producción: consiste en la utilización de los recursos energéticos naturales o alguna transformación de los mismos para la generación de electricidad.
 - Transporte: se basa en trasladar la electricidad desde la planta generadora hasta las redes locales a través de unos cables que permiten la circulación a alta tensión.
 - Distribución: consiste en trasladar la electricidad desde la red de alta tensión hasta el consumidor final. Esta operación requiere la utilización de un transformador que reduzca el voltaje, colocándolo a los niveles requeridos por el usuario.
 - Suministro: esta actividad engloba todas las operaciones relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales (adquisición al por mayor, contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro).
- (4) Las redes de alta tensión de REE son fundamentales para el transporte de electricidad, pero las compañías de distribución también emplean líneas propias.
- (5) Véase el Real Decreto 1538/87 de 11 de diciembre de 1987 (BOE, 16 de diciembre de 1987). Véanse también la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 30 de diciembre de 1987), la Orden Ministerial de 30 de diciembre de 1987 (BOE, 31 de diciembre), la Orden Ministerial de 19 de febrero de 1988 (BOE, 26 de febrero de 1988), la Orden Ministerial de 9 de mayo de 1988 (BOE, 16 de mayo de 1988), la Orden Ministerial de 19 de diciembre de 1988 (BOE, 27 de diciembre de 1988), la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993), y la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre de 1995).
- (6) Estos umbrales se han ido rebajando con el paso del tiempo para incrementar el número de consumidores que pueden elegir suministrador.
- (7) Cuando la LSE entró en vigor, los subsistemas operaban tanto en el ámbito de la distribución como en el de la generación, así que se estableció un plazo, que acabó el 31 de diciembre del año 2000, para que llevasen a cabo la separación jurídica de ambas actividades. Hasta el momento en que se hizo efectiva dicha exigencia, las compañías afectadas tuvieron que llevar contabilidades distintas para las dos actividades. Esta obligación se extiende también a

las empresas que sólo realizan actividades reguladas (que tienen que separar los ingresos y costes imputables a sus operaciones de transporte, distribución y venta a tarifa) y a las que únicamente desarrollan actividades no reguladas (que deben separar los ingresos y costes ocasionados por sus operaciones como productores y comercializadores, así como los derivados de cualquier otra actividad que lleven a cabo dentro o fuera de España).

(8) En López (2000a) se analiza detalladamente el procedimiento que conduce a la determinación de los ingresos que obtienen las empresas que realizan actividades reguladas.

(9) Además, las compañías que poseen instalaciones de generación que estuvieron sujetas al MLE tienen derecho a recibir un pago adicional en concepto de *Costes de Transición a la Competencia* (CTCs). La finalidad de esta retribución es compensar la disminución de ingresos que pueden verse obligadas a afrontar como consecuencia de la creación del mercado mayorista, en el que la presión de la competencia debería de conducir a unos precios que les proporcionasen unos ingresos más bajos que los que obtenían con el anterior régimen retributivo. En López (2000b y 2000c) se puede encontrar un completo análisis de los CTCs.

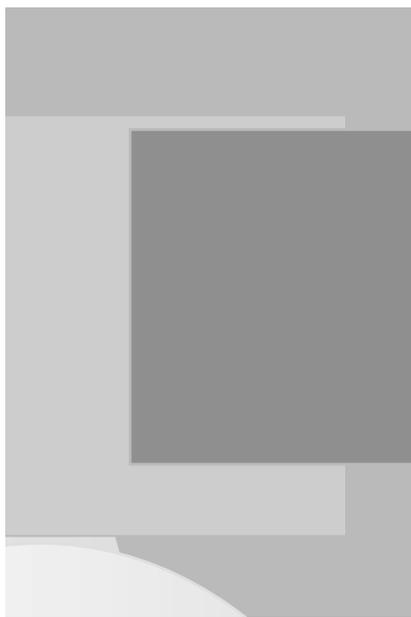
(10) Así, por ejemplo, entre los costes financiados por las tarifas eléctricas de 1998, los correspondientes a la actividad de generación supusieron el 69'9%; los del transporte y la distribución ascendieron al 24'4% y los de la gestión comercial del suministro a tarifa sólo alcanzaron el 3'9% (el 1'8% restante se destinó a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, al operador del mercado, al operador del sistema y a compensar el exceso de costes que soportan los sistemas eléctricos extrapeninsulares). Estos porcentajes han variado muy poco en los años posteriores.

(11) Inicialmente, las reformas sólo afectaron al sistema eléctrico de Inglaterra y Gales, en el que se consume casi el 90% de toda la energía que se demanda en el Reino Unido. Las medidas liberalizadoras que afectaron a los sistemas eléctricos de Escocia e Irlanda del Norte se aprobaron unos años más tarde. El sistema eléctrico de Inglaterra y Gales es el que experimentó una reorganización más amplia, que es, con mucha diferencia, la más estudiada de las tres (de hecho, es probable que la reestructuración de este sistema eléctrico sea la que más se ha analizado en todo el mundo).

(12) En los periodos de demanda baja no se aplicaba ningún recargo. Por tanto, PSP era igual a PPP.

(13) Los cálculos que determinaban la cantidad exacta que se debía pagar y los correspondientes derechos de cobro se realizaban a posteriori.

(14) PowerGen y National Power surgieron como consecuencia de la fragmentación y venta de la compañía pública que se venía encargando de la producción de electricidad



(su parque de generación se repartió entre National Power, PowerGen y Nuclear Electric). Según Helm y Powell (1992), a lo largo del año 1991, la electricidad vinculada a estos contratos representó el 84'3% de la capacidad de producción de National Power y el 89'1% de la capacidad de producción de PowerGen; en 1992 y 1993, estas cifras se redujeron a 72'7% (National Power) y 70'6% (PowerGen).

(15) Las *Regional Electricity Companies* o RECs son las compañías que se encargan de la distribución en cada una de las áreas de suministro. A estas empresas también se les encomendó el abastecimiento a clientes cuyo nivel de consumo no alcanzaba el umbral que daba derecho a elegir suministrador (en este caso, las tarifas estaban reguladas). En la actualidad, todos los consumidores pueden cambiar de proveedor, pero las RECs siguen siendo las responsables de abastecer a aquellos que no desean hacerlo o no reciben ofertas de otras compañías.

(16) De la dependencia que existía entre British Coal y las empresas de generación da una idea el hecho de que, en el año fiscal 1989/90, el 80% de la producción de British Coal se vendió a las compañías eléctricas, que utilizaron este combustible para obtener el 67% de la electricidad que generaron a lo largo de ese año (Parker, 1996).

(17) Se trata de una excepción, porque las licencias de las RECs establecen que estas compañías sólo podrán trasladar a sus «clientes cautivos» el coste de la electricidad que hayan adquirido a un precio que no sea significativamente superior al que podrían haber conseguido si hubiesen contratado con otros proveedores.

(18) En Ketterer y Vegara (1996) se pueden encontrar más detalles sobre el funcionamiento de este mercado.

(19) Como veremos, estas dos empresas también vendieron algunas plantas a sus competidores.

(20) El índice de Hirschman-Herfindahl es la suma cuadrática de las cuotas de mercado. El valor máximo del índice (10.000) se corresponde con una situación de monopolio.

(21) Entre 1994 y 1998, el precio del gas en el mercado mayorista disminuyó, en términos reales, más de un 50%. Además, los costes de capital de las centrales de gas de ciclo combinado (CCGT), que es la tecnología que utilizan casi todas las plantas construidas durante ese periodo, cayeron desde 450 £/KW hasta 350 £/KW (a precios constantes) mientras su eficiencia termal se incrementaba un 8% (Offer, 1998c). Asimismo, entre 1990 y 1998, el precio medio del carbón adquirido por los productores de electricidad se redujo, en términos reales, casi un 50% (Ofgem, 1999a).

(22) En la actualidad, el órgano que se encarga de la regulación del sector eléctrico es Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*). Sin embargo, hasta junio de 1999, esta función la realizaba Offer (*Office of Electricity Regulation*). Debemos tener en cuenta que, en ambos periodos, ha sido el Director General de estos organismos quien ha ejercido como máximo responsable de la actividad reguladora.

(23) Helm y Powell (1992) han estudiado la relación entre la cobertura de estos contratos y los precios de las pujas, y han encontrado evidencia empírica que les permite afirmar que el incremento de SMP se debió al vencimiento, en marzo de 1991, de una parte de los contratos impuestos para transferir a las RECs el sobre coste ocasionado por la adquisición de carbón británico.

(24) El regulador comprobó que, en los periodos de mayor demanda, National Power y PowerGen declaraban indisponible una parte de la potencia instalada en sus centrales, lo que incrementaba el valor de LOLP que correspondía a esos periodos y, en consecuencia, los pagos por capacidad. Posteriormente, estas mismas compañías aprovechaban la posibilidad de declarar como disponibles los equipos que, tan solo unas horas antes, habían declarado indisponibles para provocar un aumento de LOLP, y ello elevaba el importe del recargo (aumentaban los pagos por la potencia que se ponía a disposición del sistema pero no entraba en funcionamiento).

(25) Además, casi todos los contratos por diferencias utilizaban como precio de referencia el «precio de entrada al Pool» (PPP). Por tanto, cualquier incremento en el valor de *uplift* se convertía en un ingreso íntegro para los productores que tenían derecho a percibir este recargo.

(26) En el caso de las centrales nucleares, funcionar constantemente suele ser la estrategia más rentable, pues alternar periodos de parada y de producción resulta excesivamente costoso y, además, la relación entre los costes fijos y

variables de la energía que generan es muy elevada. A los propietarios de CCGTs también les ha convenido funcionar permanentemente porque, normalmente, sus contratos de suministro de gas han sido del tipo *take-or-pay* (es decir, habrían tenido que pagar el combustible aunque no lo hubieran consumido).

(27) Este tipo de centrales entraba en los planes de funcionamiento para periodos que suponían entre uno y dos tercios del tiempo total y, en la mayoría de esas medias horas, era alguna de estas instalaciones la que determinaba el SMP.

(28) Los dos límites están expresados en términos reales (libras de Octubre de 1993).

(29) En el ejercicio 1998/9, PowerGen y National Power determinaron el 60% de los precios marginales establecidos en el *Pool*. Además, una única compañía, Eastern, la que adquirió las centrales que vendieron los dos principales productores en 1996, fijó otro 26% de los valores que alcanzó SMP.

(30) Además de las enajenaciones que efectuaron en julio y diciembre de 1999 para cumplir las condiciones que estableció el regulador cuando le comunicaron su intención de adquirir East Midlands Electricity y Midlands Electricity, realizaron algunas ventas adicionales durante los primeros meses de 2000.

(31) Treinta hasta principios de 1999, cuarenta desde entonces.

(32) Incluso podían salir beneficiadas si la central que sustituía a la que se retiraba también les pertenecía, ya que en este caso recibían el precio de la oferta que habían presentado en lugar del precio marginal.

(33) El lector interesado puede profundizar en el tema acudiendo a Ofgem (1999a y 1999b) y Ofgem (2000).

(34) No obstante, NGC puede contratar los servicios complementarios con la antelación que desee. Por tanto, en el mercado de equilibrios sólo hace falta cubrir los desfases entre las necesidades que se prevén en esos momentos y los servicios ya contratados.

(35) De hecho, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico ha valorado negativamente esta retribución (CNSE, 1998). A su juicio, los pagos no aseguran el suministro, pues nada garantiza que los ingresos se vayan a dedicar a ampliar la capacidad de producción (en su opinión, la *garantía de potencia* no es más que un pago que complementa los ingresos procedentes del mercado e incentiva la disponibilidad de las instalaciones existentes).

(36) En conjunto, estas centrales poseen el 13% de la potencia instalada en el parque de generación peninsular.

(37) En CNE (2000) y Tribunal de Defensa de la Competencia (2000) se puede encontrar un detallado análisis del proyecto de fusión y una amplia explicación de las razones que llevaron al gobierno a establecer las limitaciones que acabaron frustrando las intenciones de Endesa e Iberdrola.



Bibliografía

- COMPETITION COMMISSION (2000): *AES and British Energy. A report on references made under section 12 of the Electricity Act 1989*, Londres, Diciembre.
- CNE (2000): *Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de Endesa, S.A. e Iberdrola, S.A.* Madrid, Noviembre.
- CNSE (1998): *Informe sobre el borrador de Orden Ministerial sobre garantía de potencia*. Referencia: I 034/98, Madrid.
- GREEN, Richard (1994): «Britain's Unregulated Electricity Pool», en Michael A. Einhorn (editor), *From regulation to competition: New Frontiers in Electricity Markets*, Boston, Kluwer, páginas 73-96.
- GREEN, Richard (1996): «Reform of the Electricity Supply Industry in the UK», *The Journal of Energy Literature*, vol. 2, nº 1, páginas 3-24.
- GREEN, Richard (1998): *England and Wales - A Competitive Electricity Market?*. Documento de Trabajo. Departamento de Economía Aplicada, Universidad de Cambridge.
- GREEN, Richard y NEWBERY, David M. (1997): «Competition in the electricity industry in England and Wales», *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 13, nº 1, páginas. 27-46.
- HELM, Dieter y POWELL, Andrew (1992): «Pool Prices, Contracts and Regulation in the British Electricity Supply Industry», *Fiscal Studies*, vol. 13, nº 1, páginas. 89-105.
- KETTERER, Juan Antonio y VEGARA, David (1996): «Instrumentos derivados sobre subyacente eléctrico», *Hacienda Pública Española*, nº 139, páginas. 91-106.
- LITTLECHILD, Stephen C. (1998): «The generation and supply of electricity: The British experience», en Dieter Helm y Tim Jenkinson (editores), *Competition in Regulated Industries*. Nueva York. Oxford University Press Inc., páginas 193-212.
- LÓPEZ, J. (2000a): «La regulación de los ingresos de las compañías eléctricas en el camino hacia la liberalización», *Hacienda Pública Española*, vol. 3, nº 154, páginas 105-126.
- LÓPEZ, J. (2000b): «La determinación de los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español», *Boletín Económico de ICE*, nº 2650, páginas 19-28.
- LÓPEZ, J. (2000c): «Los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español», *Revista Asturiana de Economía*, nº 19, páginas 127-154.
- NEWBERY, David M. (1995): «Power Markets and Market Power», *The Energy Journal*, vol. 16, nº 3, páginas 39-66.
- OFFER (1997): *Review of Electricity Trading Arrangements: A Consultation Paper*. Birmingham, Noviembre.
- OFFER (1998a): *Review of Electricity Trading Arrangements: Background Paper 1*. Birmingham, Febrero.
- OFFER (1998b): *Report on Pool Price. Increases in winter 1997/98*. Birmingham, Junio.
- OFFER (1998c): *Review of Electricity Trading Arrangements: Proposals*. Birmingham, Julio.
- OFGEM (1999a): *The New Electricity Trading Arrangements*. Volumen 1. Birmingham, Julio.
- OFGEM (1999b): *The New Electricity Trading Arrangements*. Volumen 2. Birmingham, Julio.
- OFGEM (1999c): *The New Electricity Trading Arrangements. A draft specification for the balancing mechanism and imbalance settlement*. Birmingham, Julio.
- OFGEM (1999d): *Ofgem Consultation Paper on Rises in Pool Prices in July*. Birmingham, Julio.
- OFGEM (1999e): *The New Electricity Trading Arrangements. Ofgem/DTI Conclusions*. Birmingham, Octubre.
- OFGEM (1999f): *Rises in Pool Prices in July*. Birmingham, Octubre.
- OFGEM (2000): *An Overview of the New Electricity Trading Arrangements. A high-level explanation of the New Electricity Trading Arrangements (NETA)*. Birmingham, Mayo.
- PARKER, Mike (1996): «Effects on demands for fossil fuels», en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited, páginas 120-137.
- TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA (2000): *Expediente de concentración económica C 60/00: Endesa-Iberdrola*. Madrid, Diciembre.