

# **ANÁLISIS ECONÓMICO DEL MERCADO SPOT DE LA ELECTRICIDAD: CONSECUENCIAS PARA CASTILLA Y LEÓN DE LA NUEVA REGULACIÓN**

**José M<sup>a</sup> ELENA IZQUIERDO**

**M<sup>a</sup> José SÁNCHEZ GARCÍA**

**Profesor Titular de E.U. (interino) y Ayudante de Facultad.**

**Departamento de Economía Aplicada. Universidad de Salamanca \***

## **1. INTRODUCCIÓN**

Una de las primeras reglas que los manuales más básicos de microeconomía y economía industrial enseñan es que el funcionamiento eficiente de un mercado pasa necesariamente por un comportamiento de los agentes correctamente incentivado por los mecanismos de intercambio que conformen ese mercado. Ya sea por una estructura inicial del mercado ajena a la competencia, ya sea, sobre todo, por una regulación del mismo que genere incentivos en las empresas para no funcionar de manera competitiva, los beneficios que se atribuyen al mercado y la eficiencia económica que se supone que de él se deriva tienden a desaparecer deslegitimando cualquier ley que en su letra o en su espíritu pretenda garantizar esos objetivos.

En el presente trabajo, pretendemos dar respuesta a la pregunta siguiente: ¿es la actual configuración del mercado mayorista de la electricidad implantado recientemente en nuestro país consistente con la perseguida actuación eficiente y competitiva de sus agentes, o, por el contrario, existen trabas, incentivos perniciosos, problemas estructurales de algún tipo, que impiden la consecución de tales metas? La respuesta final, como se desprenderá de la lectura de las siguientes páginas, parece inclinarse en el momento actual, desafortunadamente, hacia la segunda situación presentada. En una primera parte describiremos, de manera obligadamente genérica, el funcionamiento del mercado mayorista de la generación eléctrica en nuestro país. Veremos las normas que lo regulan y el esquema básico que lleva diariamente al operador del mercado a casar demanda y oferta hasta fijar los precios de la energía eléctrica al por mayor. Posteriormente presentaremos algunos datos y circunstancias que caracterizan la actual estructura del sector en nuestro país en general, y en la comunidad castellano-leonesa en particular. El nivel de concentración empresarial y la importancia de la energía hidráulica (tan importante en nuestra región) en la determinación del precio final de la electricidad serán los dos aspectos básicos que resalten ese apartado. A continuación expondremos un modelo de determinación de precios en el mercado spot de la electricidad tomado de los estudios más avanzados sobre el mercado similar que opera desde principios de esta década en el Reino Unido. Los incentivos que crea al comportamiento ineficiente de las

empresas eléctricas será la principal conclusión a la que llegaremos una vez presentados esos trabajos y adaptados convenientemente al caso español.

Finalmente, tras realizar algunas propuestas que podrían mejorar el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico con los beneficios que eso supondría para nuestra Comunidad Autónoma, con un potencial tan grande (en parte ya una realidad) de creación de empresas eléctricas, concluiremos remarcando los principales aspectos de nuestro estudio.

## **2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA**

La Ley del Sector Eléctrico de 27 de noviembre de 1997, Ley 54/1997, afirma en su exposición de motivos que mediante la nueva regulación, “*se configura un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia*”. Asimismo, el legislador al desarrollar algunos de los aspectos de la ley en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, manifiesta de manera clara que “*el nuevo esquema tiene como meta conseguir una mejora de la eficiencia mediante la introducción de los mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas*”.<sup>1</sup> De esta forma se ha iniciado en España un cambio radical en el planteamiento de la regulación del sector eléctrico y que afecta de manera especial a la fase de generación de energía eléctrica a través de la creación de un mercado mayorista de producción.

Vamos a exponer el funcionamiento básico de dicho mercado de producción que ha entrado en funcionamiento el día 1 de enero del presente año 1998 y que, aunque pronto aún para sacar conclusiones definitivas sobre su eficacia a la hora de conseguir la eficiencia económica perseguida, ya permite extraer algunos resultados sobre los sesgos que su regulación puede tener en la consecución de ese objetivo.

El mercado mayorista de generación de energía eléctrica tal y como se ha configurado en la nueva regulación del sector en nuestro país, se rige por las reglas y principios recogidos en el Título IV de la Ley 54/1997 y en el RD 2019/1997 que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.<sup>2</sup> Las normas que desarrollan el funcionamiento y los principios básicos del nuevo mercado mayorista de la electricidad, así como los aspectos económicos y técnicos del pool de la electricidad se encuentran desarrolladas en el RD 2019/1997 ya referido y en la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997 que desarrolla aspectos del RD 2019/1997. Tanto en el art. 27.3 del Real Decreto como en el punto I. 4 de la citada Orden, se encomienda al operador de mercado proponer al Ministerio de Industria y Energía para su aprobación las *reglas de funcionamiento del mercado de producción eléctrica*. El Comité de agentes del mercado creado en el artículo 28 del RD 2019/1997 habrá de participar en la elaboración y

perfeccionamiento de esas reglas, al igual que la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.<sup>3</sup>

El nuevo mercado de producción de la energía eléctrica sigue las grandes líneas trazadas ya en otros países (especialmente el modelo del pool británico de la energía eléctrica creado a principios de los noventa) pero añade, a su vez, algunas particularidades propias. Se estructura en tres mercados, o submercados, el *mercado diario*, el *mercado intradiario* y el *mercado de servicios complementarios* a los que hay que añadir la energía contratada directamente entre los agentes del sistema a través de *contratos bilaterales* físicos.

En el mercado diario de producción se trata de cubrir la mayor parte de las transacciones de electricidad que se dan entre productores, autoproductores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados<sup>4</sup> utilizando un mecanismo de mercado en virtud del cual los agentes participantes presentan ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica ante el operador de mercado para el día siguiente. Estas ofertas son recibidas, ordenadas convenientemente y finalmente casadas por el operador de mercado comprendiendo los veinticuatro periodos de programación consecutivos en que se dividen las ofertas.

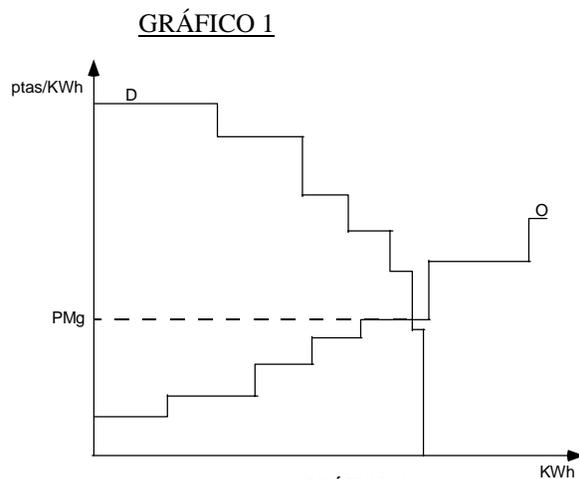
Los titulares de unidades de producción que cumplan unas características determinadas por la legislación (art. 7 RD 2019/1997) presentan ofertas de venta de energía eléctrica por cada una de las unidades de producción que posean y para cada uno de los períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario.<sup>5</sup> Las ofertas de venta pueden ser simples (expresando un precio y una cantidad) o complejas (incorporan además otra serie de condiciones relacionadas con la aceptación de todo el tramo casado en el mercado, con una condición de ingresos mínimos o de parada programada y variación de capacidad de producción o gradiente de carga) y se deben presentar antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas. Tras ser verificadas por el operador de mercado conforme a lo dispuesto en las reglas de funcionamiento se establece por el operador el orden de precedencia económica de las mismas.

Al mismo tiempo el operador de mercado recibirá igualmente las ofertas de adquisición de energía por cada unidad de compra para cada periodo horario de programación,<sup>6</sup> que desde el 1 de abril pueden incluir, además de la cantidad, el precio máximo al que se está dispuesto a comprar la energía demandada.

Seguidamente se llevará a cabo el proceso de casación mediante el cual el operador del mercado determina la *curva agregada de oferta de energía eléctrica* añadiendo por orden ascendente (para cada periodo de programación) el precio de las cantidades de energía ofertadas, independientemente de las unidades generadoras seleccionadas y partiendo de la oferta o puja más barata a la más cara hasta cubrir la demanda de electricidad en ese periodo de programación. De manera análoga se construye la *curva agregada de demanda de energía eléctrica* disponiendo por orden

descendente las ofertas de adquisición de energía. Se determina el punto de cruce de ambas curvas para cada periodo horario de programación obteniendo así el *precio marginal del sistema* correspondiente a la oferta económica de venta realizada por la última unidad de producción cuya entrada haya sido necesaria para atender a la demanda. Finalmente, se aceptarán todas las unidades de producción que hayan ofertado energía a un precio inferior al resultante de la casación (unidades inframarginales en terminología económica) y las unidades de adquisición con un precio demandado igual o superior al marginal.

El GRÁFICO 1 muestra las curvas agregadas de oferta y demanda propias de este mecanismo de casación simple (en caso de concurrir ofertas simples y complejas el algoritmo usado considera además las condiciones incluidas en las ofertas mediante un elaborado procedimiento iterativo que va incluyendo los requisitos de las ofertas complejas).



Curvas agregadas de oferta y demanda de energía eléctrica y precio marginal

Evidentemente, la posibilidad de una indeterminación en el precio o en la cantidad resultante en una casación que da lugar a curvas discretas escalonadas, se elimina por el regulador mediante una serie de criterios de asignación de la producción y la demanda fijados en las mencionadas reglas de funcionamiento.

Conviene destacar aquí que la idea clave de este mecanismo descrito se basa en el incentivo que supuestamente genera hacia la oferta de precios competitivos por parte de las empresas, ya que aquellas centrales eléctricas que ofrezcan su producto a un precio superior al de la última instalación necesaria para atender la demanda en ese periodo no serán seleccionadas para operar en el mercado diario de producción. De esta manera, se está asumiendo con esta regulación del mercado *spot* de electricidad que el sistema

incentiva a las empresas generadoras a pujar con el precio más barato posible en sus ofertas de venta con el fin de ser llamadas a despacho.

Una vez obtenido el precio marginal y las producciones previstas para cada unidad de producción en el mercado diario, se añade la información facilitada por los agentes respecto a la celebración de contratos bilaterales físicos de energía<sup>7</sup> no incluidos en el mecanismo de casación descrito y se procede a elaborar por el operador del mercado el llamado *programa diario base de funcionamiento* (art. 11 del RD 2019/1997). En caso de existir *restricciones técnicas* en la red de transporte que puedan imposibilitar algunas de las casaciones definidas en ese programa diario base se realizan las modificaciones pertinentes que permitan el correcto funcionamiento y abastecimiento del mercado (*programa diario viable provisional*).

Las unidades de producción que entran en funcionamiento como consecuencia de las restricciones técnicas reciben por la energía que aportan al sistema el precio ofertado por ellas mismas para ese periodo horario, lo cual, a nuestro juicio, introduce un elemento nuevo de comportamiento estratégico en el comportamiento de algunas unidades<sup>8</sup>.

Tras añadir al programa diario viable provisional el resultado de la casación en el *mercado de servicios complementarios*<sup>9</sup>, el operador del sistema elabora el *programa diario viable definitivo*. Finalmente el artículo 15 del RD 2019/1997 establece la creación de un *mercado intradiario* de energía eléctrica con el objetivo de atender los desajustes que puedan producirse entre la oferta y la demanda de energía con posterioridad a la fijación del programa diario viable. Para ajustar los cambios surgidos en demanda y en oferta se casan las ofertas de compra y venta en el mercado intradiario por el operador del mercado con un procedimiento básicamente igual al establecido para el mercado diario<sup>10</sup>. Agregando las casaciones del programa intradiario base al programa diario viable se obtiene la *programación horaria final de funcionamiento del sistema*.

El precio final de la energía que se comercia en el mercado mayorista de producción de electricidad se compone de los siguientes elementos: el precio obtenido en el mecanismo de casación del mercado diario, el precio correspondiente de los ajustes requeridos por restricciones técnicas en la red de transporte, el precio por los servicios complementarios obtenido en ese mercado, el precio resultante de la casación en el mercado intradiario y finalmente, el coste de la llamada *garantía de potencia*<sup>11</sup>.

Una vez expuesto de manera obligadamente concisa y breve, el mecanismo de transacción en el mercado mayorista que se ha establecido con la nueva regulación del sector eléctrico en España, conviene señalar los puntos principales que han de tenerse en cuenta a la hora de hacer un análisis económico de los incentivos que genera dicho mecanismo. En primer lugar hay que recordar que la mayor parte de la energía eléctrica comerciada al por mayor en nuestro país pasa por este mercado *spot* centralizado al que tienen que acudir todas las empresas generadoras de electricidad (con excepción, claro

está de aquéllas que se acojan al régimen especial o los contratos bilaterales físicos negociados fuera del pool de la electricidad). Por otro lado, el sistema establecido basa su operatividad y su éxito en la pretendida eficiencia en precios que se ha de conseguir con ese mecanismo mediante el cual las unidades que pujen con precios excesivos no habrán de ser llamadas a funcionar y por tanto no obtendrán beneficio alguno. Sólo en el caso de ser necesaria su participación debido a la gestión de los desvíos o de restricciones técnicas del sistema podrán obtener un precio superior al precio marginal fijado en el mercado. También es oportuno remarcar el hecho de que *todas* las unidades que oferten su energía a precios inferiores al precio final resultante de la casación por el operador de mercado recibirán ese mismo precio que se convertirá, así, en el *precio marginal del sistema*. Esto confiere una importancia crucial, por consiguiente, a las unidades generadoras de electricidad que determinen en cada período horario de programación la demanda marginal, es decir aquélla que nos permite conocer el precio final pagado por toda la electricidad adquirida en el pool. Las características técnicas y de modularidad de las distintas formas de generación habrán de influir considerablemente en este sentido. Por último, conviene insistir en el reducido periodo de tiempo que lleva operativo el mercado de producción basado en estos nuevos planteamientos y regulaciones. Prueba de ello es la provisionalidad de sus reglas, susceptibles aún de mejora en posteriores revisiones a la luz de los resultados que el funcionamiento a medio plazo del mercado pueda arrojar.

### **3. ESTRUCTURA DEL SECTOR DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA**

El sector eléctrico español se caracteriza por la elevada concentración en su estructura de mercado (ver TABLA 1) que llega a suponer incluso una situación en la mayoría del territorio peninsular de virtual duopolio entre las dos empresas generadoras más importantes: el Grupo ENDESA e Iberdrola (llegando a sumar ambas más de un 80% de la producción total). La TABLA 1 nos muestra estos datos para 1997 y la primera mitad del presente año 1998. Ahí podemos observar claramente la alta concentración de generación de energía eléctrica que se da con esas dos primeras empresas (casi el 88% del total, ligeramente inferior a la cuota conjunta de 1997). Adicionalmente, del total de capacidad eléctrica instalada en el sistema peninsular en 1997 (43.551 Mw) un 53% es potencia instalada por empresas generadoras pertenecientes al Grupo ENDESA y un 37% a Iberdrola.

TABLA 1. Producción total por empresas (GWh) y Porcentajes

	1997	1 semestre 1998		
<b>Produccion total</b>	157.671	76.470	<b>% total 97</b>	<b>% total 1ºs 98</b>
Endesa	89.401	41.855	56,7%	54,7%
Iberdrola	47.459	25.388	30,1%	33,2%
Resto	20.811	9.227	13,2%	12,1%

**Fuente: Iberdrola, Endesa, y elaboración propia.**

Otra nota característica clave que conviene resaltar aquí sobre el sector eléctrico ha sido el tradicionalmente alto grado de integración vertical entre las empresas que en él operan. Este es, en opinión de varios expertos, uno de los grandes inconvenientes e impedimentos para la definitiva implantación de la competencia en el mercado mayorista de la producción.<sup>12</sup> Difícilmente se va a poder introducir competencia efectiva en los comportamientos de empresas que son, de alguna manera, al mismo tiempo oferentes y demandantes del producto que comercian.<sup>13</sup> Con un excesivo nivel real de integración vertical y unas medidas poco rotundas que hagan efectiva la obligación legal de separar las actividades reguladas de las no reguladas, los precios de la energía eléctrica se convierten en un virtual mecanismo de transferencias internas entre ambos brazos del mercado (producción/distribución) si se mantienen, como de hecho así ocurre, las cuotas respectivas.

Asimismo, y a efectos del presente análisis del mercado spot de la energía eléctrica y de la fijación en él del *precio marginal del sistema*, conviene constatar otro hecho empírico importante de nuestra estructura productiva en el sistema eléctrico español en general y en Castilla y León en particular. Nos estamos refiriendo al hecho de que se guardan ciertos poderes relativos entre las dos grandes empresas en función de la fuente de energía utilizada. En este sentido, conviene recordar que son las unidades generadoras de energía hidroeléctrica y las plantas de energía térmica convencional las que se encargan principalmente, debido a las características técnicas de ambas fuentes de generación, de fijar el precio marginal en el mercado diario.<sup>14</sup>

Debido a su escasa *modularidad*,<sup>15</sup> a su baja capacidad de interrupción y a su elevado ratio costes fijos/costes variables las plantas de energía nuclear son utilizadas a pleno rendimiento para satisfacer principalmente la demanda *base* del sistema. En cambio, son la energía térmica clásica (carbón) y, sobre todo, la energía hidráulica las que se encargan de satisfacer la demanda *marginal* del sistema. Son precisamente las plantas hidráulicas las “*candidatas naturales para hacer frente a ese tipo de demanda*”<sup>16</sup>. Y esto es debido a que la energía que puede proporcionar una planta hidroeléctrica puede alterarse de manera relativamente rápida y sin excesivos costes.

TABLA 2. - Producción total por empresas y fuentes energéticas y Porcentajes

<b>Hidráulica</b>	<b>1997</b>	<b>1 s. 98</b>	<b>% total 97</b>	<b>% total 1 s. 98</b>
Total	33124	22483		
Endesa	11979	7282	36,2%	32,4%
Iberdrola	17291	12006	52,2%	53,4%
Resto	3854	3195	11,6%	14,2%
<b>Térmica convencional</b>				
Total	68759	24976		
Endesa	51852	20425	75,4%	81,8%
Iberdrola	6944	1049	10,1%	4,2%
Resto	9963	3502	14,5%	14,0%
<b>Nuclear</b>				
Total	55295	29087		
Endesa	25568	14146	46,2%	48,6%
Iberdrola	23224	12333	42,0%	42,4%
Resto	6503	2608	11,8%	9,0%

**Fuente: Iberdrola, Endesa, R.E.E. y elaboración propia.**

Si uno observa los datos de la TABLA 2 puede comprender la importancia que tienen las dos grandes empresas productoras en la determinación del precio marginal del sistema. Además se puede observar el predominio claro de Iberdrola en la producción de energía hidráulica, que si bien sujeta a las condiciones de pluviosidad y de reservas hidroeléctricas,<sup>17</sup> sigue siendo la energía principal en nuestro país para atender a la demanda marginal y por tanto fijar el precio final de la electricidad en el mercado mayorista. En este sentido conviene recordar que el caso de España es significativo al mantener una alta proporción de capacidad hidroeléctrica en comparación con otros países de nuestro entorno.

La empresa generadora Iberdrola cuenta con el 50% de la potencia hidráulica instalada en España y un porcentaje mayor en la producción de energía con esa fuente. Más de un tercio de esa potencia hidráulica está instalada en el Sistema del Duero y los mayores saltos hidroeléctricos del país se encuentran en nuestra Comunidad Autónoma. Adicionalmente, el 36% de la energía eléctrica producida por esa empresa utiliza como fuente primaria el agua. Esta cifra puede entenderse mejor en todo su significado cuando uno observa que ese porcentaje es sólo del 21% en el caso del conjunto de empresas generadoras o, más significativo aún, del 13% en el caso de las empresas pertenecientes al Grupo ENDESA.

En la TABLA 3 se ven los datos de producción eléctrica en Castilla y León en el año 1997. Más del 25% de la energía hidráulica producida en España en ese año proviene

de esta región, lo cual da una idea de la importancia que las unidades generadoras castellano-leonesas tienen en el juego del recién creado mercado mayorista de la electricidad.

**TABLA 3. - Producción Bruta de Energía Eléctrica  
en Castilla y León. 1997**

		% sobre el total de Esp.
<b>Total</b>	34647	22%
<b>Hidráulica</b>	9233	28%
<b>Térmica</b>	25414	37%

**Fuente: Coyuntura Económica de Castilla y León, 2º cuatrimestre, 1998.**

Con esta descripción de la estructura de concentración por empresas y por fuentes energéticas en España y en Castilla y León, hemos querido mostrar algunos hechos relevantes de nuestro sistema eléctrico que habrán de desempeñar un papel importantísimo en el correcto funcionamiento del pool de la electricidad y de los incentivos que se generen para la competencia efectiva en ese mercado y para la incorporación de nuevas empresas generadoras al mismo. En el apartado siguiente trataremos de modelizar el comportamiento previsible de un mercado spot de electricidad asimilando su funcionamiento al de una subasta doble a sobre cerrado y al primer precio. Veremos los incentivos que una formulación tal del mercado eléctrico genera en el comportamiento estratégico de las empresas que puján por conseguir fijar el precio marginal del sistema. Como hemos señalado, son las unidades hidroeléctricas (tan relevantes en nuestra Comunidad Autónoma) las más indicadas para funcionar en los tramos marginales del algoritmo de casación que lleva a cabo el operador del mercado tal y como se describió en la primera sección. Los efectos que sobre el precio de la energía eléctrica tengan esos comportamientos estratégicos, potenciados o aminorados por otra serie de circunstancias específicas del actual contexto en el que se desarrolla la producción de electricidad en nuestro país, tendrán decisivas consecuencias sobre la pretendida y deseable eficiencia que se persigue en la letra de la nueva regulación del sector.

#### **4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL MERCADO DIARIO DE LA ELECTRICIDAD**

En la bibliografía económica, relativamente reciente, que ha tratado de aproximarse al funcionamiento de los mercados mayoristas de generación eléctrica en condiciones de competencia, predominan básicamente dos enfoques.

La primera forma de entender el funcionamiento del pool de la electricidad según la teoría económica es recurriendo a las *funciones de oferta de equilibrio*

(Equilibrium Supply Functions) aplicado ya en su artículo seminal por Green y Newbery (1992) al entonces recién implantado mercado spot de electricidad en Gran Bretaña.<sup>18</sup>

Sin embargo en las páginas que siguen optaremos por exponer con cierto detalle las conclusiones a las que llega la otra forma de plantear el mercado de la electricidad. Las razones para ello son varias, pero sobre todo destacaríamos la extrema asunción que hay que realizar en el modelo de funciones de oferta sobre curvas de coste continuamente diferenciables en todos sus puntos al considerarse un tamaño suficientemente pequeño en las unidades generadoras<sup>19</sup>.

Aunque los resultados de ineficiencia y excesiva volatilidad en la fijación de precios no difieren mucho entre ambos enfoques, hemos elegido la modelización del problema tal y como la plantea Von der Fehr (1990) en su inicial aproximación y que se desarrolla después en Von der Fehr y Harbord (1993) y Wolfram (1997).

El planteamiento que presenta este enfoque se fundamenta en la teoría microeconómica de las subastas (*auction theory*<sup>20</sup>) y considera que el funcionamiento del mercado spot de la electricidad (tal y como esta diseñado en Gran Bretaña o en España) podría aproximarse bien al de una subasta a sobre cerrado, a primer precio y de múltiples unidades. En el caso español, a diferencia del británico, habría que añadir que se trata además de una subasta doble donde además de pujas u ofertas de venta de energía confluyen también pujas u ofertas de adquisición de energía como ya se explicó arriba.<sup>21</sup> De esta manera se podría entender que el operador de mercado al casar las ofertas de producción de energía eléctrica colocándolas en orden creciente económicamente estaría realizando una subasta con precio uniforme o *competitivo* dado que todas las unidades finalmente despachadas reciben el mismo precio determinado por la unidad marginal.<sup>22</sup>

El modelo que desarrollan Von der Fehr (1990) y con ligeras variaciones Von der Fehr y Harbord (1992) y Von der Fehr y Harbord (1993) se basa en una serie de supuestos básicos simplificadores pero que en cualquier caso redundan a favor de un supuesto comportamiento más competitivo del mercado. De esta manera, cualquier desviación de esos supuestos aumentaría los resultados de ineficiencia ya obtenidos.

En nuestro análisis consideramos exclusivamente el modelo de duopolio allí desarrollado por ser más apropiado, a nuestro entender, una vez se ha constatado la estructura duopolista de las empresas que tienen unidades de producción operando en la franja marginal de la demanda (ver apartado 2).

- Hay 2 generadores independientes cada uno con costes marginales constantes ( $N=2$ )  $C_1, C_2 \geq 0$ , y que operan siempre en niveles de producción por debajo de la capacidad máxima.
- La capacidad máxima de cada generador viene dada por  $K_1 = \sum_i K_{1i}$ ,  $K_2 = \sum_j K_{2j}$ . Donde  $i = 1 \dots M_1, j = 1, \dots, M_2$ , siendo  $M_1$  el número de unidades de producción

- de la empresa 1 y  $M_2$  el de la empresa 2 y  $K_{1i}$  la capacidad de la unidad o planta  $i$ -ésima del generador 1 (y análogamente para el generador 2).
- Con anterioridad a la entrada de funcionamiento del mercado cada generador ofrece simultáneamente y sin conocimiento de la oferta de su competidor, un vector de precios de oferta para cada una de sus unidades de producción y para cada uno de los períodos horarios de programación. Aquí se asume una cota superior en los precios ofertados, bien porque efectivamente existe un precio máximo regulado (como en el caso británico), bien porque se estima que por encima de ese valor no se aceptaría ninguna oferta por el operador del mercado (en el caso de España se puede decir que la tarifa unitaria para todo el territorio y fijada previamente por el Ministerio de Industria y Energía actúa a modo de precio máximo del sistema).
  - Basándose en esas ofertas de precios el operador de mercado construye una curva de oferta del modo descrito en el primer apartado. Además, según el algoritmo establecido para el pool español habría que construir igualmente una curva de demanda utilizando las ofertas de adquisición de los demandantes. Asumiremos, sin embargo, que en estas fases iniciales la subasta es simple dado el escaso margen a la competencia en demanda que se ha permitido hasta el momento más allá de las propias empresas distribuidoras (sólo son consumidores cualificados aquéllos que tengan 15 Gwh de consumo en cada unidad).<sup>23</sup> De esta forma se puede modelizar el comportamiento de la demanda como una variable estocástica independiente del precio y con un dominio acotado superiormente por la capacidad máxima del sistema:  $D \in [D_b, D^a] \subseteq [0, K]$ ,  $K=K_1+K_2$  y con una función de distribución determinada,  $G(D)$ .
  - Se asume que los agentes son neutrales al riesgo, que maximizan sus pagos esperados y que hay información perfecta sobre los costes marginales, las capacidades y las características probabilísticas de la demanda. Todas las unidades llamadas a despacho una vez casadas ofertas y demandas reciben el precio marginal determinado por la última planta requerida para satisfacer la demanda.

El modelo así simplificado permite extraer importantes conclusiones sobre el comportamiento predecible de los generadores dada esa regla de precios marcada en el mercado spot. A continuación pasamos a resumir y mostrar los principales resultados de un juego como el descrito

*a) Si  $C_1 \neq C_2$  solo un generador puede determinar el precio marginal del sistema en un equilibrio puro de Nash.*

La intuición detrás de este resultado puede enunciarse de la siguiente manera: un jugador que posea una planta con probabilidad positiva de convertirse en la unidad marginal tendrá dos fuerzas simultáneas en su decisión de ofrecer un precio. Por un lado existe el incentivo de incrementar ligeramente el precio de esa planta para así aumentar la probabilidad de obtener un mayor precio marginal en esa y en todas sus plantas

inframarginales. Pero al mismo tiempo hay un incentivo a ofrecer un precio ligeramente por debajo de la siguiente oferta del rival (siempre que esté por encima del coste marginal) para, de este modo, incrementar la probabilidad de ser llamado a despacho sin reducir demasiado el precio recibido.

Ambas fuerzas generan incentivos en sentido contrario y se elimina así cualquier equilibrio en estrategias puras en el cual dos o más generadores posean plantas con probabilidad positiva de convertirse en marginales.

Lo cierto es que este primer resultado tiene una gran fuerza y elimina equilibrios puros en un rango muy amplio de posibles realizaciones de la demanda. Von der Fehr y Harbord (1993) modelizan entonces tres posibles situaciones de demanda: una correspondiente a periodos de demanda baja en los que sólo un generador produce, otra en un nivel alto de demanda en el que ambos generadores han de atenderla y un tercer caso de demanda variable en que existe una probabilidad positiva de que cualquiera de los dos generadores sea el que determine el precio marginal.

*b) En períodos de demanda baja ( $Pr(D < \min\{K_1, K_2\}) = 1$ ) existe un equilibrio en estrategias puras en el cual el precio marginal iguala el coste marginal del generador menos eficiente y sólo produce el generador más eficiente.*

Al haber competencia para ser despachado, el generador más eficiente o de menor coste, ofertará precios iguales o menores a los del menos eficiente. Al ser sus beneficios crecientes en el precio tomará como cota superior el coste de su competidor y será el único que atienda la demanda.

*c) En períodos donde con probabilidad 1 ambos generadores serán despachados (demanda alta) se obtienen equilibrios en estrategias puras en los cuales el precio del sistema alcanza el valor máximo permitido y la unidad que hubiera realizado la puja más alta determinaría el precio marginal.*

En este caso, además, tampoco se garantiza que se dé un despacho eficiente pues bien pudiera ser el generador con mayor coste marginal el que presentara las ofertas de precio más bajas y por tanto no ser él el que fije el precio marginal.

*d) En períodos horarios en los que ambos generadores tienen una probabilidad positiva de convertirse en el generador marginal del mercado (períodos de demanda variable) y siempre que el rango de posibles realizaciones de demanda exceda a la capacidad del generador mayor (es decir  $D^a - D_b > \max\{K_1, K_2\}$ ) no existe un equilibrio en estrategias puras.*

Si tratamos de encontrar la solución en estrategias mixtas simplificando el modelo para  $M_1=M_2=K_1=K_2=1$ , se demuestra que existe un único equilibrio en el que el precio mínimo, dentro del rango de las posibles estrategias de precios para ambos productores, es estrictamente mayor que el coste marginal del generador más ineficiente.

Además esta cota inferior para el precio es una función creciente respecto al precio más alto posible, la probabilidad de que ambos generadores tengan que producir y el coste marginal del generador menos eficiente. En este caso la función probabilística de precios para cada jugador opera en el dominio  $p \in [p^m, p^s]$  siendo  $p^m > 0$ , el precio mínimo y  $p^s$  el precio máximo permitido. En el caso específico en que  $C_1=0$  y  $C_2=C$ , entonces  $F_1(p) \geq F_2(p)$  es decir, la estrategia probabilística de precios del generador menos eficiente domina estocásticamente en primer orden a la del generador más eficiente. Esto implica que el generador menos eficiente presentará “generalmente” mayores ofertas que el generador de bajo coste. Sin embargo, existe una probabilidad nada desdeñable de que no sea ese el resultado de la casación y que por tanto, el precio marginal venga determinado por el generador menos eficiente siendo este el único en proporcionar energía al sistema. Un resultado de este tipo supone una regla de operación que no es eficiente de manera expost. Von der Fehr y Harbord (1992) demuestran que ante costes marginales iguales se obtiene un único equilibrio simétrico en estrategias mixtas en el cual ambos generadores siempre ofrecen precios por encima del coste marginal.

Las principales conclusiones que se pueden extraer sobre los incentivos que genera una regla de precios del tipo de la instaurada en nuestro mercado mayorista de la generación eléctrica son, a la luz del modelo presentado, las siguientes:

- En periodos de demanda alta los precios alcanzarán los valores máximos permitidos. Si bien la situación de sobre-capacidad que existe en el sector eléctrico español hace poco probable situaciones de escasez de capacidad en el sistema.
- En periodos donde ambos generadores tengan probabilidad positiva de determinar el precio marginal del sistema, la ausencia de un equilibrio puro de Nash permite aventurar, en primer lugar, un comportamiento más errático de los precios. En segundo lugar, cuanto más próximos estén los costes de las unidades que operen en la demanda marginal, mayor es la probabilidad de que el precio supere al coste marginal resultando en equilibrios ineficientes.
- Las empresas tenderán a suministrar ofertas mayores de precios en las plantas con mayores costes marginales al ser estas las que cuentan con una mayor probabilidad de convertirse en marginales.<sup>24</sup>
- Cuantas más unidades con probabilidad de convertirse en marginal tenga un generador, más elevadas serán sus pujas (es lo que Wofram denomina “*puja u oferta estratégica*”) para obtener así el beneficio de un mayor precio marginal en el sistema.
- Un aumento del número de empresas (especialmente si es debido a una fragmentación de un mercado excesivamente concentrado) llevará consigo una disminución en los precios ofertados al disminuir la probabilidad para cada generador aislado de determinar el precio marginal. De hecho la modelización de subasta con generadores multi-unidades arroja precios superiores a los de un sistema donde cada unidad actúa independientemente. Esto es debido al efecto de *internalización* que se da en generadores con varias plantas productivas las cuales se verían beneficiadas de un mayor precio marginal.

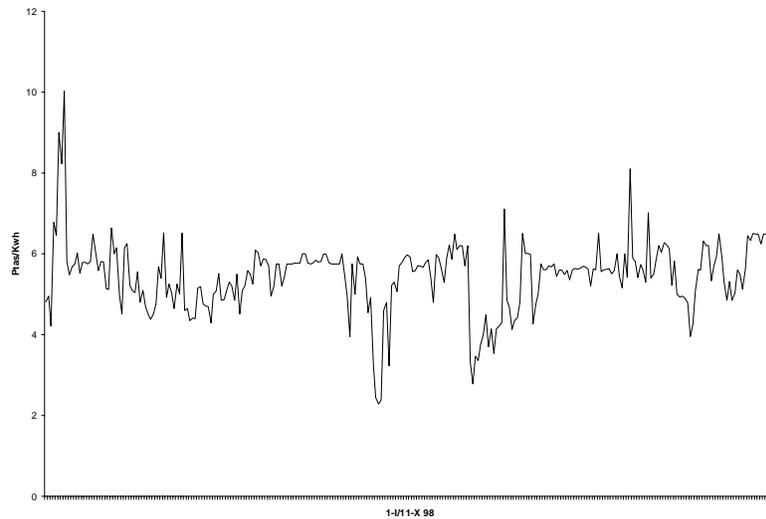
- Dada la situación de la estructura del mercado eléctrico en nuestro país, y especialmente las características tan importantes de la generación hidráulica de energía en Castilla y León, el funcionamiento del mercado spot de la electricidad, independientemente de los efectos amplificadores que la integración vertical pueda tener, o los comportamientos estratégicos ante la posibilidad de restricciones técnicas en el sistema,<sup>25</sup> tal y como se ha configurado en el actual marco legislativo y en las reglas de operación, no garantiza un resultado eficiente en precios. Un examen de los incentivos provocados en las empresas hacia pujas estratégicas predice una excesiva variabilidad en precios y un despacho ineficiente en el sentido económico del término (precio por encima del coste marginal).

Si uno observa el comportamiento de los precios en el mercado mayorista de la electricidad durante los meses que lleva operativo puede detectar grandes fluctuaciones en los precios de la electricidad comerciada en el mercado diario. Esto se cumple especialmente en los precios máximos alcanzados (los de períodos de demanda alta donde las unidades hidráulicas que suministran la energía correspondiente a la demanda marginal entran en funcionamiento con mayor probabilidad). El GRÁFICO 2 muestra la evolución experimentada por los precios máximos alcanzados desde que se inició el funcionamiento del mercado mayorista en España. El rango de precios máximos oscila entre 10,02 ptas/Kwh alcanzado el 8 de enero de 1998 y 2,28 ptas/Kwh el 10 de mayo de 1998.

En este sentido, aunque se puede afirmar que hay una excesiva volatilidad en el comportamiento de los precios máximos, hay que tener presente el relativamente corto periodo temporal que lleva en marcha el mercado spot de la electricidad. Su funcionamiento aún está sometido a una cierta *provisionalidad* hasta que los agentes involucrados aprendan a enfrentarse al nuevo entorno de fijación de precios y se perfilen mejor sus pautas de actuación.<sup>26</sup> Un mejor conocimiento del algoritmo utilizado por el operador de mercado para fijar los precios en el mercado diario habrá de acentuar, a nuestro juicio, un comportamiento más estratégico por parte de las empresas generadoras y, por tanto, mayores posibilidades de cumplir los resultados previstos por el modelo de subasta expuesto en este trabajo.

## GRÁFICO 2

PRECIOS MAXIMOS EN EL MERCADO DIARIO



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos proporcionados por la Sociedad Operadora del Mercado de la Electricidad, S.A.

## 5. CONCLUSIONES

A lo largo de las páginas anteriores hemos tratado de exponer el funcionamiento del mercado de la generación eléctrica en nuestro país, la estructura básica del mismo en aquello que pueda afectar a su correcto funcionamiento y una forma de analizar con las herramientas de la teoría económica de las subastas, los incentivos que se generan en el comportamiento de las empresas que en él operan. El objetivo principal ha sido mostrar la importancia que las reglas de funcionamiento del mercado spot tienen a la hora de conseguir el objetivo de precios eficientes. También hemos resaltado cómo la energía hidroeléctrica desempeña un importante papel a la hora de determinar el precio marginal del sistema y de qué manera esto tiene una especial relevancia para la Comunidad de Castilla y León dado su enorme potencial hidráulico. Al comportamiento estratégico ya descrito que puede darse en la actual situación de virtual duopolio existente en el mercado mayorista de la electricidad en nuestro país, se pueden añadir otra serie de factores que aumentarían potencialmente la ineficiencia del sistema y los comportamientos anti-competitivos de las empresas que en él operan.

En este sentido conviene destacar un conjunto de elementos que pueden crear más incentivos a las empresas generadoras para practicar *pujas estratégicas* que impidan o dificulten sobremedida la entrada de nuevos productores en el mercado con los efectos de ineficiencia que eso conlleva. Así, la elevada integración vertical y el, en opinión de algunos autores,<sup>27</sup> insatisfactorio tratamiento dado en la regulación a la obligación de la separación efectiva de actividades provoca nulos incentivos para que las empresas se comporten como competidoras. En palabras de estos autores “...*el precio del mercado spot no tiene demasiadas consecuencias económicas reales para las empresas participantes*”. Una primera consecuencia de esta elevada integración vertical y de la escasa competencia permitida en la fase de comercialización<sup>28</sup> sería el comportamiento de los precios del mercado en un sentido anti-competitivo. Esto podría significar una presión a la baja en los precios justo cuando fuera más probable la entrada de competidores en el mercado, lo cual no parece que se vaya a dar hasta la segunda fase de la implantación de la nueva regulación, tras el actual período de transición a la competencia. Adicionalmente, el mecanismo de compensación por Costes de Transición a la Competencia (CTC) que finalmente se pacte entre el gobierno y las empresas eléctricas puede acentuar aún más esta tendencia en detrimento de la entrada competitiva de empresas en el sector. La regulación actual sobre este tema, aunque aún pendiente de aprobación definitiva y sujeta a negociación, puede tener un doble mecanismo incentivador en el mercado de generación. Por un lado, si se hacen depender los pagos en concepto de CTC del precio alcanzado en el mercado spot se crean incentivos para manipular esos precios de la forma más ventajosa posible para las empresas que generan electricidad y en contra de la entrada de potenciales competidores. Por otra parte, si las empresas generadoras saben que cuentan con los ingresos procedentes del mecanismo compensador al cambiar el entorno en que operan, es posible que permitan precios más elevados en la primera etapa en la que nos encontramos, cuando la amenaza de posibles competidores es mucho menor, para ofertar precios inferiores en un momento posterior, con la garantía asegurada de ingresos fijos debidos a ese mecanismo compensador y haciendo así menos atractivo el sector a nuevas empresas generadoras que además de un bajo precio en el mercado spot, no cuentan con la protección que los pagos por CTC suponen.

El parco desarrollo que ha tenido hasta el momento la negociación de electricidad fuera del pool, a través de contratos bilaterales físicos o contratos financieros a largo plazo, permite igualmente que se den más libremente prácticas de competencia desleal y de fijación ineficiente de precios aprovechando la actual situación de poder de mercado que existe.

También se ha hecho mención del incentivo que lleva a marcar altos márgenes en los precios presentados a casación, el hecho de que las unidades que hayan de ser despachadas como consecuencia de restricciones técnicas del sistema reciban como pago, no el precio marginal del sistema sino aquel que presentaran a la subasta. Si una empresa con varios generadores que tengan alta probabilidad de atender la demanda marginal o, en su caso, de ser necesario su funcionamiento por exigencias físicas de la red, puede

obtener un mayor precio marginal para todas sus unidades o un precio fuera del de mercado y superior a éste, no tendrá ningún interés en presentar ofertas competitivas de precios cercanas al coste marginal sino más bien al contrario: siempre tratará de maximizar sus beneficios con comportamientos estratégicos del tipo de los ya anteriormente descritos.

Para concluir, convendría sistematizar un poco los problemas analizados en el comportamiento pretendidamente competitivo que se quiere dar al mercado mayorista de la electricidad y proponer algunas posibles mejoras o reformas en el actual sistema que favorecieran una mayor competencia en el mercado.<sup>29</sup> Esto se podría obtener bien a través de mecanismos incentivadores para que las empresas que ya están operando proporcionen precios próximos al coste marginal, bien a través de medidas que faciliten la entrada de nuevos competidores en el mercado. Esto no sólo habría de repercutir en un verdadero cumplimiento de los objetivos de eficiencia que se tratan de conseguir para todo el sistema en su conjunto, sino que, en cuanto a nuestra Comunidad Autónoma se refiere, permitiría que se aprovechara de manera más eficiente el enorme potencial generador con el que cuenta sin someterlo a las desventajas de una gestión excesivamente monopolizada de sus recursos. A modo de resumen, por consiguiente, podríamos hacer las siguientes consideraciones:

- El actual sistema que regula la fijación de precios en el mercado mayorista de la electricidad se apoya sobre una estructura de mercado muy poco amiga de comportamientos verdaderamente competitivos en las empresas. La elevada concentración empresarial en la generación (básicamente dos empresas cada una con unas características específicas que les permite tener su propio nicho de mercado independiente), la aún persistente concentración vertical efectiva que se da entre la generación (oferta de energía) y la distribución (demanda), y el escaso apoyo dado desde el gobierno a una fragmentación pro-competitiva de las empresas generadoras<sup>30</sup> son las primeras barreras que se erigen en nuestro sistema eléctrico en contra de la eficiencia económica del mismo.
- La larga etapa de transición pactada en la cual se ha frenado, en exceso quizás, la liberalización en la comercialización y la restrictiva regulación que da acceso a la condición de consumidores cualificados evitándose así la introducción de competencia por el lado de la demanda, supone igualmente un aliciente a indeseables prácticas no competitivas. La actual negociación que se da entre gobierno y compañías eléctricas sobre este punto es un primer paso, pero el resultado de estas no debe ser moneda de cambio para conseguir consolidar otros privilegios igualmente anti-competitivos con el que cuentan algunas empresas.
- Precisamente, el otro frente de negociación política en estos momentos se desarrolla en la fórmula de compensación por costes de transición a la competencia. La manera en que finalmente se resuelva este delicado asunto puede tener consecuencias muy negativas sobre la competencia del mercado al generar incentivos hacia comportamientos estratégicos por parte de las empresas beneficiadas.

- Las autoridades deberían reforzar y fomentar el empleo de formas distintas de contratación de la energía eléctrica más allá del propio mercado spot. Esto, que a primera vista podría parecer contrario al juego del mercado, bien podría suponer un freno a los abusos oligopolísticos que se puedan estar cometiendo en un mercado aún imperfecto.
- Finalmente, y aún habiéndose superado todos estos obstáculos mencionados que impiden la eficiencia económica asociada a un mercado más competitivo, quisiéramos mencionar la propuesta de cambio en las propias reglas que determinan el algoritmo de casación en el mercado. Nos estamos refiriendo al hecho de que, como demuestra la teoría económica más reciente, una subasta a primer precio puede no garantizar una solución competitiva al estilo Bertrand si las unidades generadoras tienen un tamaño o poder de mercado suficiente. Y aquí resulta conveniente plantear nuevas reglas de fijación de precios, como puede ser la de una subasta al segundo precio, o subasta de Vickrey, que desvinculara el precio final del sistema de la propia oferta realizada por la empresa en el mercado diario. Si la nueva regla consiguiera que la forma en que una unidad generadora afectara a sus beneficios por participar en el mercado dependiera exclusivamente de la probabilidad de ser llamada a despacho (y no de la probabilidad, que como hemos visto opera en sentido contrario, de fijar ella el precio marginal del sistema), pujar a precios iguales al coste marginal se convertiría en la única estrategia dominante para cada empresa. Como se demuestra en Von der Fehr y Harbord (1992) y en McAfee y McMillan (1987), una subasta de este tipo garantizaría un despacho eficiente donde se minimizarían los costes de generación y además se verificaría la equivalencia de ingresos para el operador del mercado como demuestra el Teorema de Equivalencia en Ingresos.

Castilla y León, la comunidad que más energía hidráulica genera del país, debería beneficiarse de una futura revisión del actual marco regulatorio del sistema eléctrico nacional a través de la creación de incentivos (tanto desde instancias políticas centrales, como desde las propias autoridades autonómicas dentro del margen de actuación con que cuentan) que permitiera la creación de nuevas empresas generadoras; empresas que habrían de desenvolverse competitivamente en el nuevo mercado de la electricidad iniciado ya y que ha de empezar a dar sus frutos en el nuevo siglo.

## BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- GREEN, R.J. Y NEWBERY, D.M. (1991) *Competition in the British Electricity Spot Market* Journal of Political Economy, Vol. 100, Nº 5, págs. 99-953.
- KUHN, K. Y REGIBEAU P. (1998) *¿Ha llegado la competencia?* Ed. Insitut d'Anàlisi Econòmica, CSIC. Barcelona. 94 páginas.
- MACAFFEE, R.P. Y MCMILLAN, J. (1987) *Auctions and bidding*. Journal of Economic Literature, Vol. 25, págs. 699-738.
- OCAÑA, C. Y ROMERO, A. (1998) *Una simulación del funcionamiento del pool de la energía eléctrica en España*. Documento de Trabajo de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. DT 002/98.
- VON DER FEHR, N-H. (1990) *An auction approach to the study of spot market competition in a deregulated electricity industry*. Discussion papers in economics, Nº 60, Nuffield College.
- VON DER FEHR, N-H. y HARBORD, D. (1992) *Spot market competition in the U.K. electricity industry*. Memorandum from the University of Oslo. Nº 9, mayo 1992.
- VON DER FEHR, N-H. y HARBORD, D. (1993) *Spot market competition in the U.K. electricity industry*. The Economic Journal, vol. 103 (Mayo), págs.:531-546.
- WOLFRAM, CATHERINE D. (1997) *Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An empirical analysis of bids to Supply Electricity in England and Wales*. NBER Working Paper Nº 6269.
- Informe de 1997 de Red Eléctrica Española sobre el Sector de la electricidad
- *Normas sobre el Sector Eléctrico español:*
  - Ley 54/1997 de 27 de noviembre de 1997,
  - Real Decreto 2019/1997 de 27 de diciembre de 1997,
  - Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997
  - Reglas sobre el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, aprobadas por la Sociedad Operadora del Mercado, S.A. el 30 de junio de 1998.

## NOTAS:

- \* Este trabajo se enmarca dentro de los proyectos de investigación CICYT SEC 97-1455 y JCyL Sa 68 96
- <sup>1</sup> Cuatro han sido hasta la fecha las principales normas de desarrollo de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, éstos son los Reales Decretos RD 2016/1997 sobre tarifas para el año 1998, RD 2017/1997 de liquidación de costes de transporte, distribución y comercialización, el RD 2018/1997 sobre puntos de medida de los consumos y tránsitos de electricidad y el ya mencionado RD 2019/1997 de funcionamiento del mercado de producción, todos ellos con fecha 26 de diciembre de 1997.
- <sup>2</sup> Si bien, el Título III de la Ley 54/1997 ya recoge algunos aspectos al regular el régimen económico de todo el sector y, con ello, la retribución de las actividades de producción a través del precio del mercado.
- <sup>3</sup> En el informe con fecha 26 de mayo de 1998 del Consejo de Administración de la CNSE, I 022/98, se presentan una serie de comentarios y propuestas de modificación a las Reglas de funcionamiento vigentes desde el 1 de abril de 1998. El actual texto de las Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica fue aprobado por el operador de mercado con fecha 30 de junio de 1998 y estarán vigentes provisionalmente hasta su revisión a comienzos del año 1999.
- <sup>4</sup> Actualmente se entiende por consumidor cualificado al que tiene un consumo anual de electricidad igual o superior a 15 GWh por instalación o punto de suministro, al igual que las instalaciones de transporte por ferrocarril, incluido el metropolitano. Progresivamente y con un horizonte final en el año 2007 de acceso libre a todos los consumidores, se van ampliando los márgenes de inclusión en este concepto.
- <sup>5</sup> Los requisitos son distintos en este caso para los productores no sometidos al régimen jurídico anterior conocido como el Marco Legal Estable (RD 1538/1987) con potencia instalada entre 1 y 50 MW y para los autoprodutores. Las ofertas de venta pueden incluir hasta un máximo de 25 tramos para una misma unidad de producción en cada horario de programación.
- <sup>6</sup> Se entiende por unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica.
- <sup>7</sup> Además de los posibles contratos físicos con duración mínima de un año entre “consumidores cualificados” y generadores la ley permite la firma de *contratos financieros* que aseguren a los agentes de los riesgos de fluctuación de precios en el mercado competitivo. Una figura conocida ya en este ámbito en otros países son los *contratos por diferencias*. Como tendremos ocasión de comentar más adelante, el desarrollo correcto de este tipo de contratos puede colaborar en buena medida a un funcionamiento más competitivo en el mercado spot de electricidad.
- <sup>8</sup> Ver abajo pág. 11 y nota 24
- <sup>9</sup> El mercado de servicios complementarios incluye aquéllos servicios que se consideran necesarios para garantizar la calidad, la seguridad y la fiabilidad en el suministro suficientes, como pueden ser el control de tensión o la reposición del servicio.

- <sup>10</sup> Durante los tres primeros meses del presente año 1998 el mercado intradiario no ha entrado en funcionamiento y desde el 1 de abril al 30 de junio lo ha hecho únicamente con dos sesiones diarias con el objeto de introducirlo de forma gradual en el sistema.
- <sup>11</sup> Esta supone un pago a las instalaciones eléctricas por la garantía de potencia que ofrecen al sistema y que asegura la posibilidad de atender adecuadamente en todo momento los máximos niveles de demanda previstos. La Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997 desarrolla con detalle el procedimiento de retribución de la garantía de potencia en su segundo apartado.
- <sup>12</sup> Ver Kuhn y Regibeau (1998). Precisamente la necesidad de eliminar esa integración en las empresas entre actividad generadora no regulada y actividad distribuidora regulada motivó la redacción del artículo 14 de la Ley del Sector eléctrico y la Disposición transitoria quinta sobre separación de actividades
- <sup>13</sup> El grado de integración vertical se ha visto considerablemente aumentado a raíz de las ampliaciones realizadas en la segunda mitad de esta década por el Grupo ENDESA, originariamente dedicado exclusivamente a la producción y que tras la absorción de Compañía Sevillana de Electricidad, FECSA, Enher y otras han convertido a dicho grupo industrial en el más importante distribuidor de electricidad del país.
- <sup>14</sup> Según ha constatado la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, la suma de las participaciones de Iberdrola y el Grupo ENDESA en el primer cuatrimestre del año ha supuesto el 80% del mercado diario de electricidad.
- <sup>15</sup> La modularidad de una planta eléctrica es, básicamente, la capacidad que tiene de operar de modo fragmentado, por módulos, sin incurrir en elevados costes económicos por ello. Cuánto más modular sea una tecnología más adaptabilidad y flexibilidad de operación se ofrece.
- <sup>16</sup> Kuhn y Regibeau (1998), pág. 34.
- <sup>17</sup> El año 1997 ha mantenido, aunque en menor medida que en 1996, un alto nivel de producción hidroeléctrica. Se considera un año húmedo desde el punto de vista hidrológico y los embalses han alcanzado en su conjunto un máximo histórico con un 75% de llenado. Ver Informe REE 1997
- <sup>18</sup> El enfoque de las ESF aplicado por estos dos autores al sector eléctrico británico basa su planteamiento teórico en un artículo anterior que fijaría el marco del análisis de las funciones de oferta. Se trata del trabajo de Klemperer P. D. y Meyer, M.A. “*Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty*” *Econometrica*, vol. 57, nº6, 1989.
- <sup>19</sup> Cabe destacar aquí el reciente trabajo de simulación realizado por Ocaña y Romero (1998) para la CNSE en el que se aplica el enfoque de funciones de oferta y se modeliza el comportamiento de la energía hidráulica en el mercado spot español.
- <sup>20</sup> Para tener una referencia básica y clásica donde se presentan las distintas formas de modelizar las subastas ver MacAfee y McMillan (1987)
- <sup>21</sup> Ver página 3. Sin embargo, dada la lenta apertura del mercado a nuevas categorías de demandantes y la elevada integración vertical de nuestro sistema, el enfoque basado en subasta única donde la demanda depende básicamente de consideraciones aleatorias u horarias no sería totalmente erróneo aplicado a nuestro país.

- <sup>22</sup> Una forma distinta de subasta sería pagando a cada unidad el precio ofrecido inicialmente por ellas. Sin embargo Wolfram (1997) considera que esta *subasta discriminatoria* genera más ineficiencias de las que soluciona.
- <sup>23</sup> Este supuesto simplifica el análisis y no produce resultados muy alejados del que se obtendría en un juego de subasta doble.
- <sup>24</sup> Ver Wolfram (1997)
- <sup>25</sup> En este sentido, el hecho de que las unidades llamadas a operar debido a una restricción técnica en la red de transporte obtengan el precio inicialmente ofertado en el mercado diario, independientemente de que este fuese superior al marginal, genera un incentivo mayor a elevar las pujas de precios en aquellas plantas en las que el generador tenga una sospecha positiva de que serán usadas forzosamente debido a estos problemas técnicos del sistema.
- <sup>26</sup> Las reglas de funcionamiento del mercado producción de energía eléctrica serán revisadas a principios del próximo año 1999.
- <sup>27</sup> Ver Kuhn y Regibeau (1998), pág. 83.
- <sup>28</sup> A pesar de esta crítica, el reciente acuerdo alcanzado el 24 de septiembre de 1998 entre el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas y aún pendiente de implantación, establece en uno de sus puntos un adelanto de la liberalización reduciéndose trimestralmente el consumo necesario para acceder a la condición de consumidor cualificado hasta dejar el nivel mínimo de consumo requerido en 1 GWh el 1 de octubre de 1999.
- <sup>29</sup> Estas propuestas se presentan aquí a modo de aproximación genérica susceptible de un estudio más profundo de cada una de sus consecuencias a la luz de los avances que en este sentido se haga en otros países con procesos de liberalización más avanzados que el nuestro.
- <sup>30</sup> En este sentido, se critica a menudo que en el proceso de liberalización iniciado por los actuales responsables de la política energética de nuestro país, haya prevalecido el consentimiento a las prácticas colusorias de las empresas que garanticen mayores ingresos esperados ante la privatización de la participación pública en las mismas, en perjuicio de una primera reestructuración competitiva de las empresas con titularidad pública para una posterior privatización. Ver Kuhn y Regibeau (1998), pág. 78.