

1998-2002: AVANCES Y OBSTÁCULOS EN LA EXPANSIÓN DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

*Julián López Milla**

En este trabajo se examinan los factores que han limitado la competencia en el mercado de producción de energía eléctrica durante los cinco años que han transcurrido desde que se puso en marcha. Para ello, se analizan distintos datos sobre la evolución del mercado y el grado de competencia que existe en él. A continuación, se estudia la posible influencia de los pagos por Costes de Transición a la Competencia (CTC) sobre las estrategias de los agentes que participan en él como vendedores de electricidad y, más adelante, se examina la relación entre la intensidad de la competencia en el mercado de producción y la entrada de nuevas empresas en la actividad de comercialización.

Palabras clave: *competencia, liberalización económica, industria eléctrica, empresas eléctricas.*

Clasificación JEL: *L94.*

1. Introducción

Durante los últimos años, el sector eléctrico español ha experimentado cambios trascendentales. El origen de los mismos se encuentra en la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE)¹, pues aunque la aprobación de la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico de 1994² ya supuso un primer intento de reforma, nunca se llevó a

cabo el desarrollo reglamentario que era necesario para aplicarla. La principal finalidad de los cambios originados por la entrada en vigor de la LSE es la de impulsar la liberalización del sector y, para ello, se han introducido mecanismos de mercado en la determinación de los precios y se ha fomentado la competencia en aquellos ámbitos en los que es posible.

Además, la LSE pretende acabar, al menos parcialmente, con la integración vertical que existió durante el período previo y, con este fin, establece algunas reglas que tratan de garantizar la separación jurídica y/o contable de las actividades desarrolladas por las compañías eléctricas, que se clasifican en dos grupos:

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

El autor desea agradecer los comentarios y las sugerencias de un evaluador anónimo.

¹ Ley 54/1997, de 27 de noviembre (BOE, 28 de noviembre de 1997).

² Ley 40/1994, de 30 de diciembre (BOE, 31 de diciembre de 1994).

a) Actividades que se pueden ejercer libremente: la producción y la comercialización (suministro a usuarios cuyo nivel de consumo se sitúa por encima de los umbrales que permiten elegir proveedor).

b) Actividades reguladas: el transporte a alta tensión, la distribución y el suministro a clientes que prefieren comprar a tarifa en lugar de abastecerse a precio libre³.

Las sociedades mercantiles que llevan a cabo actividades reguladas deben tener éstas como objeto social exclusivo. Por tanto, no pueden dedicarse ni a la producción ni a la comercialización, aunque a un grupo empresarial sí le está permitido realizar actividades declaradas incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes⁴.

Los ingresos de las compañías que realizan actividades reguladas son establecidos cada año por el gobierno, mediante un procedimiento diseñado con la finalidad de garantizar que todas ellas consiguen cubrir los costes reconocidos por la Administración. La retribución que perciben las empresas que realizan actividades que se pueden ejercer libremente se determina a través de mecanismos de mercado: los ingresos que obtienen los comercializadores son los que figuran en los contratos que pactan con sus clientes, mientras que los ingresos de los productores provienen de las operaciones que llevan a cabo en un mercado organizado que comenzó a funcionar el 1 de enero de 1998⁵. Las compa-

ñas que generan electricidad la venden en este mercado, en el que presentan cada día sus ofertas para atender la demanda del día siguiente⁶. La empresa que se encarga de gestionar dicho mercado (OMEL) casa estas ofertas con las que recibe de los agentes autorizados para acudir a comprar electricidad (distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos que disponen de permiso para ello) y, como resultado de la casación, todos los productores reciben el precio marginal (el que solicita aquel que consigue vender la energía a un precio más alto) y un pago por garantía de potencia que depende de la disponibilidad de sus instalaciones⁷. Ese mercado se ha convertido en el eje del sistema eléctrico español, pues en él se fija el precio del producto en el que se basan todas las activi-

se ha desarrollado. Asimismo, debemos tener en cuenta que las centrales pertenecientes al denominado «régimen especial» (aquellas que utilizan energías renovables no consumibles, residuos, biomasa o cualquier otro tipo de biocombustible) sólo están obligadas a participar en el mercado si su potencia instalada supera los 50 MW. Las que no están afectadas por esta obligación pueden acudir a los distribuidores para que les compren toda la energía que van a generar, pagándoles el precio que se deriva de una tarifa fijada anualmente por el gobierno. Recientemente, se les ha otorgado autorización para que vendan directamente su producción a los comercializadores, y se ha establecido un sistema de incentivos económicos para animarlas a participar en el mercado.

⁶ El mercado organizado de producción se divide, a su vez, en tres submercados: el mercado diario, que es aquel en el que se llevan a cabo las transacciones relativas al suministro de energía que se efectuará al día siguiente; el mercado intradiario, que es donde se negocian, tras el cierre del mercado diario, las operaciones que permiten un ajuste más preciso entre oferta y demanda; y el mercado de servicios complementarios, que es en el que se realizan las transacciones que hacen posible que la oferta se vaya equiparando a la demanda realmente registrada.

⁷ Además, las compañías que poseen instalaciones de generación que estuvieron sujetas al marco regulatorio anterior a la LSE (o las que adquirieran tales activos de producción) tienen derecho a recibir un pago adicional en concepto de CTC. La finalidad de tal retribución es, por una parte, incentivar el uso de carbón nacional y, por otra, compensar la disminución de ingresos que pueden verse obligadas a afrontar como consecuencia de la creación del mercado de producción, en el que la presión de la competencia debería conducir a unos precios que les proporcionasen unos ingresos más bajos que los que obtenían con el anterior régimen retributivo.

³ Hasta el 1 de enero de 2003, el suministro a tarifa incluía también a aquellos usuarios que no alcanzaban los umbrales de consumo que daban acceso a la posibilidad de elegir proveedor y tenían que seguir abasteciéndose a través de la compañía de distribución propietaria de la red a la que estaban conectados.

⁴ Cuando la LSE entró en vigor, las grandes compañías eléctricas 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 de 2000, para que llevasen a cabo la separación jurídica de ambas actividades (hasta el momento en que se hizo efectiva dicha exigencia, las empresas afectadas tuvieron que llevar contabilidades distintas para las dos actividades).

⁵ La LSE también les permite vender su producción mediante contratos realizados al margen del mercado, pero esta fuente de ingresos apenas

dades que realizan los agentes que operan en el sector y se determina el importe de la partida que más peso tiene entre todas las que integran el coste del servicio.

En este trabajo examinaremos los factores que han limitado la competencia en el mercado de producción durante los cinco años que han transcurrido desde que se puso en marcha. Para ello, en el siguiente apartado analizaremos algunos datos sobre la evolución del mercado y el grado de competencia existente en el mismo. A continuación, estudiaremos la posible influencia de los pagos por Costes de Transición a la Competencia (CTC) sobre las estrategias de los agentes que intervienen en dicho mercado. Después examinaremos la relación entre la competencia que existe en el mercado de producción y la entrada de nuevas empresas en la actividad de comercialización y, finalmente, presentaremos las conclusiones.

2. La competencia en la generación de electricidad: concentración horizontal y poder de mercado

Como mencionamos anteriormente, en el mercado de producción se negocia el precio de casi toda la electricidad generada para atender las necesidades de los consumidores (en la actualidad, alrededor del 85 por 100 del total). Desde que empezó a funcionar, en enero de 1998, se ha registrado un aumento progresivo de las cantidades medias de energía contratadas en el mismo (véase Gráfico 1), mientras que en la evolución de los precios finales surgidos de la negociación se aprecian dos grandes etapas: la primera se extiende hasta finales de 1999, y en ella se observa una cierta estabilidad de los precios en torno a 6 ptas/kWh; la segunda, que se inicia a principios de 2000 y llega hasta la actualidad, se caracteriza por una mayor variabilidad de los precios, que alcanzan sus valores más redu-



cidos en los primeros meses de 2001, pero se sitúan muy por encima de las 6 ptas/kWh durante casi todo el año 2000 y, especialmente, desde finales de 2001. Ha sido en este último período, coincidiendo con el fuerte incremento del consumo que se registró en el invierno y la notable disminución de las reservas hidráulicas que se produjo en los últimos meses de 2001 y la primera mitad de 2002, cuando la electricidad negociada en el mercado ha experimentado un mayor encarecimiento.

A la hora de interpretar la evolución del mercado de producción, debemos tener en cuenta el vínculo que relaciona el cobro de la compensación en concepto de CTC con el nivel de los precios que se alcanzan en el mismo. Para recaudar las cantidades destinadas al abono de dicha compensación, cada año se incluye una partida específica entre los costes que han de ser retribuidos por los ingresos obtenidos a través de las tarifas integrales y de acceso. Tanto el importe de la compensación total a percibir como el período

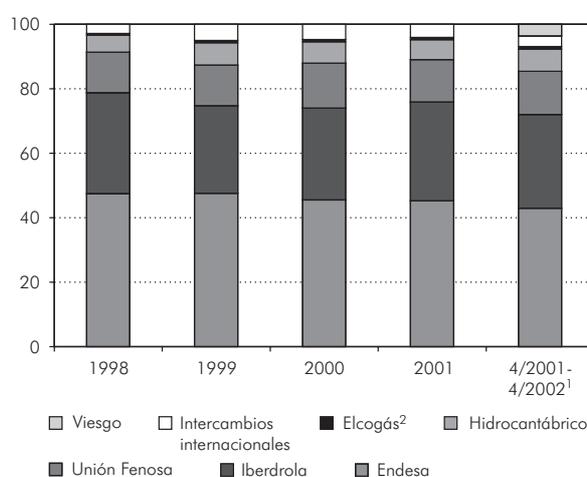
durante el que se cobrará están limitados por ley⁸. Además, se ha establecido que si una compañía beneficiaria de esta retribución consigue un precio medio de venta en el mercado superior a 6 ptas/kWh, se procederá a reducir el importe pendiente que pudiera corresponderle en una cuantía equivalente al exceso de ingresos obtenido. La existencia de esta restricción puede contribuir a explicar por qué los precios medios mensuales mantuvieron una cierta estabilidad, en torno a las 6 ptas/kWh, durante los años 1998 y 1999, pero no parece coherente con la variabilidad que se observa posteriormente. Más adelante, trataremos de arrojar alguna luz sobre los factores que pueden haberla provocado.

En el Gráfico 2 se aprecia que las empresas que tienen derecho a la percepción de CTC han aportado, conjuntamente, más del 90 por 100 de la energía negociada en el mercado de producción durante los cinco años transcurridos desde que se puso en marcha. Además, de entre ellas, una sola (Endesa) ha sido capaz de hacerse con casi la mitad de las ventas, mientras otra (Iberdrola) conseguía una participación de más del 25 por 100. Esta estructura de mercado supone una elevada concentración horizontal, y así lo pone de manifiesto el valor del IHH⁹, que se situó por encima de 3.000 durante los cuatro primeros años del período, y sólo ha descendido ligeramente desde finales de

⁸ El importe máximo de los CTC a 31 de diciembre de 1997 asciende a 1.736.778 millones de pesetas. Excluyendo la cantidad destinada a incentivar el uso de carbón nacional, que se liquida mediante un procedimiento distinto, resulta un total de 1.441.502 millones de pesetas (el 83 por 100 del total), que es la cuantía a la que ascienden los llamados «CTC tecnológicos», expresamente destinados a garantizar la recuperación de algunos de los costes en que incurrieron las empresas productoras mientras estuvo vigente el marco regulatorio anterior, y que ahora, en un entorno más competitivo, podrían no ser recuperados. El pago de la compensación no podrá extenderse más allá de 2010.

⁹ El índice de Hirschman-Herfindahl (IHH) es la suma cuadrática de las cuotas de mercado. El valor máximo del índice (10.000) se corresponde con una situación de monopolio.

GRÁFICO 2
CUOTAS EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN
(En %)



NOTAS: ¹ Se separa la cuota correspondiente a las instalaciones de Electra de Viesgo.

² Elcogás es la sociedad que se encarga de la explotación de la Central de Gasificación Integrada con Ciclo Combinado de Puertollano. Su capital está participado por Endesa (37'93%), Iberdrola (11'1%), Hidroeléctrica del Cantábrico (4%) y varias compañías europeas (la más importante es EDF, que posee el 29'13%).

FUENTE: Elaboración propia a partir de las memorias de las compañías, CNSE (2000), CNE (2000), SDC (2002) y OMEL (2002).

2001, cuando Endesa vendió Electra de Viesgo a una compañía italiana (Enel).

La capacidad de Endesa e Iberdrola para influir sobre los precios se refuerza por el hecho de que, con frecuencia, ambas se enfrentan a una demanda residual positiva¹⁰. Según el análisis que realizó el Tribunal de

¹⁰ Se dice que una empresa se enfrenta a una demanda residual positiva cuando la diferencia entre la demanda total del mercado y la oferta de todos sus competidores produce un resultado positivo. Así pues, cuanto mayores son las cuotas de mercado de las empresas y menor es el exceso de capacidad de producción que existe en el sistema, más elevada es la probabilidad de que alguna de ellas se enfrente a una demanda residual positiva.

Defensa de la Competencia (TDC, 2000b) cuando valoró la propuesta de fusión de esas dos compañías, cada una de ellas se enfrenta a demandas residuales positivas en un conjunto de horas que representa entre el 40 y el 50 por 100 del total, y en una buena parte de las mismas, las dos empresas se encuentran en esa situación¹¹. Como resultado, la producción de alguna de las dos compañías, o al menos una parte de ella, resulta necesaria para cubrir toda la demanda, y ello les permite disfrutar de un notable poder de mercado. Al menos en esas horas, las restantes empresas, que disponen de una capacidad de producción más limitada, se ven obligadas a comportarse como precio-aceptantes, procurando alcanzar la mayor cuota de mercado posible para maximizar sus ingresos. De hecho, observando el Cuadro 1 podemos comprobar que Endesa e Iberdrola consiguen, entre las dos, fijar el precio en casi el 80 por 100 de las horas. También se puede apreciar que sólo en el período tarifario que comprende las horas de menor demanda y en el que, por tanto, suele existir un mayor exceso de capacidad (el 6), se registra una contribución relevante de las empresas que incorporan su producción a través de las interconexiones internacionales (consiguen un porcentaje superior al doble de su cuota en el mercado); mientras que en los períodos en que se incluyen las horas de mayor demanda (el 1 y el 2) Iberdrola incrementa su participación a costa de la de Endesa, pues saca partido a la elevada presencia de instalaciones hidráulicas en su parque de generación.

El hecho de que los cuatro productores tradicionales, y especialmente los dos mayores, dispongan de un

parque de generación diversificado, en el que están presentes las diversas tecnologías (véase Gráfico 3), fortalece su capacidad para establecer los precios marginales y permite vaticinar que van a poder seguir influyendo notablemente en la determinación de los mismos¹², incluso aunque aparezcan nuevos productores, pues al disponer de diferentes tipos de centrales pueden aprovechar las características de cada tecnología para desarrollar múltiples estrategias de oferta¹³. Además, ello les permite contar con centrales que resultan especialmente adecuadas para resolver los desequilibrios entre oferta y demanda que surgen cuando se produce una variación imprevista en el consumo o cuando una unidad que iba a estar disponible sufre una avería. Aunque en estas situaciones también se aplican mecanismos de mercado, lo cierto es que, en estos casos, no todas las tecnologías son capaces de funcionar con la flexibilidad que requiere una

¹² Normalmente, se considera que las centrales nucleares y las hidráulicas fluyentes son las menos «retirables» del sistema, pues si se mantienen permanentemente en funcionamiento se consigue una mayor rentabilidad. Por el contrario, las más «retirables» son las térmicas de fuel-gas y las hidráulicas de bombeo, ya que funcionan mediante tecnologías más «flexibles», que permiten apagarlas y ponerlas en funcionamiento con rapidez y sin incurrir en costes elevados. Además, las hidráulicas de bombeo tienen un valor estratégico importante, pues participan en el mercado como vendedoras cuando generan electricidad y como compradoras cuando adquieren la energía que necesitan para bombear el agua. Las restantes centrales (las que funcionan mediante carbón nacional o importado, y las hidráulicas modulables) suelen ocupar una posición intermedia en cuanto a la facilidad con que pueden ser retiradas del sistema y el coste que ello conlleva. Durante los casi cinco años de funcionamiento del mercado de producción, han sido las centrales térmicas de fuel-gas y las hidráulicas de bombeo, junto con las hidráulicas modulables y algunas térmicas de carbón, las que han fijado casi siempre los precios del mercado.

¹³ Sirva como ejemplo lo ocurrido durante los años noventa en Inglaterra y Gales, donde a pesar de la importante disminución de la cuota de mercado correspondiente a los productores que ya estaban operando en el sector antes de que se crease un mercado parecido al español, éstos siguieron conservando una notable capacidad para influir sobre los precios determinados en el mismo. Ello se debió, entre otros factores, a que disponían de un parque de generación mucho más diversificado que el de sus nuevos competidores (LÓPEZ, 2000b).

¹¹ Además, ello no ha ocurrido solamente en los períodos de mayor demanda. Algunas veces, la indisponibilidad de varias de las centrales que suelen funcionar en horas de demanda baja ha permitido que alguno de los dos grandes productores también se enfrentase a una demanda residual positiva en esos períodos.

CUADRO 1

**PARTICIPACIÓN DE LOS DISTINTOS PRODUCTORES
EN LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO MARGINAL - 1999
(En %)***

Período tarifario	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	HC	Otros
1.	39	38	13	4	6
2.	39	38	11	3	8
3.	55	29	12	1	3
4.	58	27	12	1	2
5.	53	32	12	1	3
6.	48	25	9	2	16
Total	49	28	10	2	11

NOTA: * Los porcentajes indican el número de horas en que las unidades de un agente contribuyen a fijar el precio marginal del mercado diario. Dado que diversas unidades de distintos agentes pueden hacerlo a la vez, y para que los porcentajes sumen 100 por 100, si en una hora el precio marginal ha sido fijado por «i» agentes, a cada agente se le atribuye en esa hora «1/i» horas.

FUENTE: CNE (2000b: 83).

respuesta rápida, y por ello, normalmente, siempre se recurre a las mismas centrales para resolver el problema, lo que otorga a sus propietarios una enorme capacidad para influir sobre los precios de los servicios que prestan. En el Cuadro 2 se puede comprobar que Endesa e Iberdrola, que poseen un parque de generación más amplio y diversificado que los demás productores, consiguen en algunos segmentos de ese mercado unas cuotas muy elevadas, superiores incluso a las que logran en el mercado diario¹⁴.

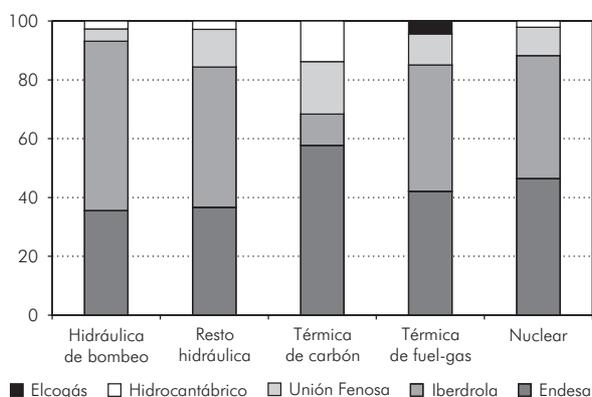
También resulta interesante analizar las situaciones de falta de competencia que se advierten en la resolución de las restricciones técnicas pues, en este caso, lo decisivo es la ubicación geográfica de las instalaciones de producción. Cuando el operador del mer-

cado (OMEL) casa las ofertas de compra con las de venta, remite el programa de funcionamiento resultante al operador del sistema¹⁵ para que determine la viabilidad técnica del mismo. Si éste llega a la conclusión de que la aplicación de dicho programa va a producir restricciones en la red de transporte, se procede a retirar del programa las instalaciones que las provocan, sustituyéndolas por otras que no ocasionen restricciones para restablecer el equilibrio entre oferta y demanda (si hay varias alternativas, siempre se eligen las unidades que presentaron unas ofertas más baratas). Normalmente, las instalaciones que resuelven las restricciones se encuentran en las zonas afectadas por las mismas. Por tanto, el ámbito geográfico del mercado relevante es muy reducido, y ello da lugar

¹⁴ En particular, destaca el caso de Iberdrola, que logra unos porcentajes mucho más altos porque hace valer su liderazgo en la producción hidráulica.

¹⁵ El operador del sistema es quien se encarga de la gestión técnica del sistema eléctrico español. Esta labor está encomendada a Red Eléctrica de España (REE).

GRÁFICO 3
DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA
INSTALADA POR EMPRESAS
Y TECNOLOGÍAS
(En %)



FUENTE: Elaboración propia a partir de las memorias de las compañías.

a posiciones de monopolio en la resolución de esta clase de problemas técnicos (véase Cuadro 3). Dichas posiciones pueden resultar muy rentables, pues las unidades que sustituyen a las que provocan las restricciones no reciben el precio marginal, sino el que solicitaron en su oferta (y éste siempre es superior al marginal porque quedaron fuera del programa de funcionamiento). Así pues, las empresas propietarias de las instalaciones que suelen resultar incluidas en el programa con el fin de resolver restricciones técnicas pueden tener incentivos para desarrollar estrategias que las provoquen pues, con ello, se aseguran la incorporación de dichas instalaciones a un precio elevado.

Ciertamente, los incrementos de precio que se producen como consecuencia de los costes originados por los reajustes entre oferta y demanda y la resolución de las restricciones técnicas son muy pequeños si los com-

paramos con el importe total de las transacciones que se realizan en el mercado. Sin embargo, el poder de mercado del que disfrutaban algunas empresas cuando se dan circunstancias como las que hemos referido anteriormente¹⁶ puede introducir importantes distorsiones en el diseño de sus estrategias, e incluso afectar a la conducta de los demás agentes, alterando con ello de forma significativa el proceso de formación de precios.

La constatación de que los dos grandes productores se encuentran frecuentemente con demandas residuales positivas y tienen capacidad para establecer la mayoría de los precios que se fijan en los diferentes segmentos del mercado nos permite afirmar que, en la práctica, existe un *duopolio* en el que, además, ambas compañías tienen incentivos para coordinar sus estrategias¹⁷. Al mismo tiempo, las características del mercado en el que operan facilitan la coordinación, pues el proceso destinado a fijar precios se repite diariamente y en él participa un número muy reducido de agentes, que se encuentran una y otra vez en condiciones similares. El resultado es que, según parece, las dos grandes empresas han recurrido a un mecanismo de coordinación que funciona mediante enfrentamientos esporádicos (*guerras de precios*) que producen un determinado reparto de cuotas de mercado que tiende a mantenerse hasta la siguiente confrontación (CNSE, 2000; y Rodríguez, 2001).

¹⁶ En 1999, la CNSE elaboró dos informes en los que puso de manifiesto el poder de mercado del que disponen Endesa e Iberdrola en los mecanismos de resolución de restricciones y gestión de desvíos (CNSE, 1999b y 1999c). En los dos casos se comprobó que los precios de las ofertas presentadas por ambas compañías eran muy superiores a unos costes de referencia calculados por el organismo regulador bajo supuestos extraordinariamente favorables para las empresas (es decir, en condiciones que justificaban costes muy altos).

¹⁷ Si actúan independientemente, lo que más le interesa a cada una de ellas es ofrecer toda su capacidad a un precio muy bajo, permitiendo que sea la otra la que fije el precio marginal y cubra la demanda residual. El problema es que si ambas siguen esta estrategia, sus ingresos pueden acabar siendo muy inferiores a los que podrían haber obtenido con alguna clase de estrategia cooperativa.

CUADRO 2

**CUOTAS DE MERCADO EN LA PRESTACIÓN
DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE REGULACIÓN
(En %)***

Empresa	Secundaria		Terciaria		Gestión de Desvíos		Restricciones en tiempo real	
	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar
Endesa	52,9	42,4	39,6	29,9	44,9	30,1	55,3	65,5
Iberdrola	34,1	45,1	41,8	36,3	40,9	41,3	30,4	11,9
Unión Fenosa	9,2	8,9	12,8	23,1	10,3	18,3	11,4	3,8
Hidrocantábrico	3,7	3,6	5,5	10,6	3,8	10,2	0,3	1,3
Elcogás	0	0	0,1	0,1	0,1	0	0,4	0
Intercambios Internacionales	0	0	0	0	0	0	2,1	17,6

NOTA: * Datos correspondientes a 1999.
FUENTE: CNE (2000b: 89).

CUADRO 3

**RESTRICCIONES TÉCNICAS POR ZONAS
Y PARTICIPACIÓN DE CADA EMPRESA EN SU RESOLUCIÓN
(En %)***

Zona	GWh	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	HC
Catalana	173	100			
Levante	772		100		
Sur	796	100			
Centro	516	1,27	49,8	48,93	
Noroeste	145	2,14	0,52	97,34	
Norte	6	18,98	46,94	27,16	6,92

NOTA: * Datos correspondientes a 1999.
FUENTE: CNE (2000b: 86).

Además, el poder de los productores que ya operaban en el sector antes de la aprobación de la LSE se refuerza por el hecho de que mantienen entre ellos unas buenas relaciones, que provienen, en gran medida, de vínculos generados por diferentes situaciones acaeci-

das en el pasado (intercambios de activos, negociaciones sobre intereses comunes...) e incluso comparten la propiedad de unas cuantas centrales (véase Cuadro 4). Estas instalaciones les proporcionan un medio para ejercer colectivamente su poder de mercado, pues les

CUADRO 4
REPARTO DE LA PROPIEDAD DE LAS CENTRALES COMPARTIDAS
(En %)

Central	Endesa	Iberdrola	UEF	Viesgo	HC	Otros	TOTAL
Ascó 2	85	15					100
Vandellós 2	72	28					100
Almaraz 1	36,02	52,69	11,29				100
Almaraz 2	36,02	52,69	11,29				100
Sta. M. ^a de Garoña		50		50			100
Trillo		49	34,5	1	15,5		100
Anllares	33,33		66,67				100
Aceca 1		50	50				100
Aceca 2		50	50				100
Elcogás	37,93	11,10			4	46,97	100
Salime	50				50		100

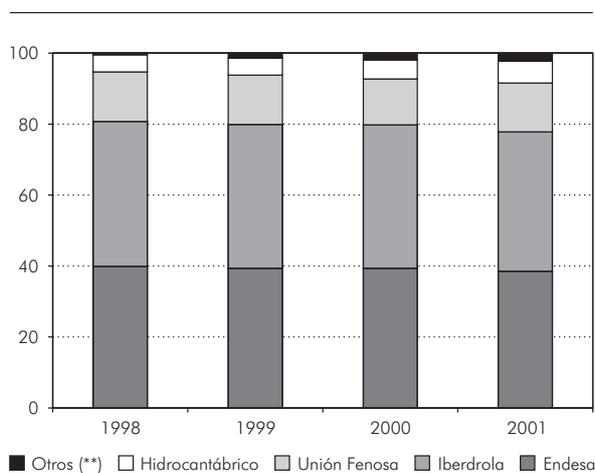
FUENTE: CNE (2000b: 66).

permiten coordinar sus comportamientos y disponer de cierta información relevante que no está al alcance de los demás (como, por ejemplo, las previsiones sobre la disponibilidad de las centrales compartidas).

Otro factor que fortalece el poder de mercado de los productores tradicionales es su integración en grupos empresariales que están presentes en las cuatro grandes actividades que se llevan a cabo en el sector eléctrico. Esta situación, heredada del marco regulatorio anterior a la LSE, se traduce en la existencia de vínculos verticales entre las empresas que venden energía en el mercado y las que acuden a él como demandantes. Como se puede observar en el Gráfico 4, las compañías distribuidoras y comercializadoras pertenecientes a los mismos grupos empresariales que los productores tradicionales han adquirido, bien para el suministro a tarifa, bien para la venta a precio libre, casi toda la energía negociada en el mercado desde que se puso en marcha, pues la participación de los consumidores cualificados y los comercializadores independientes ha

sido muy exigua. Como las adquisiciones se concentran en torno a compañías verticalmente relacionadas con dichos productores, la demanda no ejerce ningún tipo de presión sobre la oferta, y los grupos empresariales de más peso hasta disponen de la posibilidad de utilizar su posición como compradores para desarrollar estrategias destinadas a favorecer a sus productores. Así, por ejemplo, podría ocurrir que el distribuidor y/o el comercializador perteneciente a un grupo decidiesen presentar en el mercado diario unas ofertas de compra inferiores a las necesarias para cubrir la demanda prevista para sus clientes. Si se lo comunican a la filial que se encarga de la producción, ésta lo tendrá en cuenta a la hora de presentar sus ofertas en el mercado pero, probablemente, sus competidores se verán sorprendidos por una demanda más baja que la que habían pronosticado y, como resultado, algunas de sus unidades quedarán fuera del programa de funcionamiento, o entrarán en él a un precio inferior al previsto. Posteriormente, aparecerá en el mercado intradiario la de-

GRÁFICO 4
ADQUISICIONES DE LOS DISTRIBUIDORES
Y LOS COMERCIALIZADORES
EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN*
(En %)



NOTA: * Por grupos empresariales. ** Incluye las compras de consumidores cualificados y los intercambios internacionales.

FUENTE: Elaboración propia a partir de las memorias de las compañías.

manda que no llegó al mercado diario, y el productor perteneciente al grupo ya habrá planificado desde el principio su estrategia para aprovechar los mayores volúmenes de negociación (acompañados, probablemente, de elevados precios) del mercado intradiario.

Obviamente, estrategias como las que acabamos de describir sólo están a disposición de grupos empresariales que acumulan, al mismo tiempo, importantes porcentajes de las compras y las ventas que se llevan a cabo en el mercado. Por tanto, el hecho de no contar con una participación relevante en las actividades de distribución y comercialización puede desanimar a las compañías que estén valorando la posibilidad de convertirse en rivales de los productores que disfrutaban de la ventaja de pertenecer a dichos grupos. Además,

ésta no es la única situación de inferioridad que deberán tener en cuenta sus posibles competidores, pues éstos también deberán hacer frente a otras posibles «barreras a la entrada».

Así, se ha señalado frecuentemente (por ejemplo, en TDC, 2000a y 2000b) que los productores ya establecidos pueden aprovechar el valor estratégico de los emplazamientos en que se encuentran sus centrales, bien situadas en cuanto a acceso a las redes de transporte y a los puntos de aprovisionamiento (puertos, infraestructuras ferroviarias, gasoductos...). Ello no significa que todos los posibles emplazamientos con similares características estén agotados¹⁸. Sin embargo, los nuevos productores tendrán que localizarlos y realizar las inversiones necesarias para acondicionarlos, y aquí cabe la posibilidad de que las nuevas empresas deban soportar costes o riesgos que los productores ya establecidos no han tenido que afrontar ni antes ni ahora (Lasheras, 2000). Además, a la hora de obtener las autorizaciones que necesitan para ubicar sus instalaciones en tales emplazamientos, se pueden encontrar con que la tramitación de los permisos requeridos les obliga a largos períodos de espera, tanto en el caso de la Administración Central (la evaluación del impacto ambiental suele dilatar notablemente el proceso), como en el de las Administraciones Autonómicas y Locales¹⁹.

Otra posible «barrera a la entrada» es la que se refiere al «riesgo regulatorio». Durante los casi cinco años que lleva funcionando el mercado de producción,

¹⁸ Aunque, ciertamente, en algunos casos las condiciones de los emplazamientos que están utilizando los productores tradicionales pueden no ser reproducibles, ni aun incurriendo en costes muy elevados (por ejemplo, cuando lo impidan las limitaciones impuestas por la normativa ambiental o existan barreras naturales).

¹⁹ En el ámbito de sus competencias, éstas pueden facilitar o dificultar el acondicionamiento de los terrenos, la realización de las obras o la construcción de las infraestructuras necesarias para el aprovisionamiento del combustible o la conexión a la red de transporte de electricidad.

los agentes que han operado en él han debido convivir con frecuentes modificaciones de la regulación, mientras subsistían algunas lagunas generadas por el retraso con el que se han aprobado varias normas importantes. Además, como ha señalado repetidamente la CNE, aún se desconocen algunos de los procedimientos que utiliza la Administración para determinar ciertos parámetros que influyen sobre la retribución de las empresas que operan en el sector y, en particular, sobre los ingresos de los productores. Ciertamente, la incertidumbre que ello genera afecta tanto a las compañías ya establecidas como a las que acaban de entrar o a las que se están planteando la posibilidad de hacerlo²⁰. El problema es que en el caso de estas últimas la existencia de dicha incertidumbre puede llevarles a desistir de sus intenciones. Afortunadamente, parece que, con el paso del tiempo, se van consolidando los principios básicos del marco regulador y se van llenando casi todas las lagunas normativas que se habían detectado. No obstante, mientras se sigan observando «deficiencias» en el funcionamiento del sector (como, por ejemplo, el mantenimiento de posiciones que permitan ejercer poder de mercado), nada garantiza que el marco normativo no vaya seguir experimentando alteraciones sustanciales.

A pesar de los obstáculos que acabamos de examinar, las previsiones más realistas indican que durante los próximos años se podría registrar una significativa disminución del peso de los cuatro productores tradicionales como consecuencia de la entrada de nuevos generadores (véase Cuadro 5). Sin embargo, como ya explicamos anteriormente, la concurrencia de un mayor número de empresas no garantiza, por sí sola,

que dejen de producirse las circunstancias que otorgan poder de mercado (y capacidad para ejercerlo) a algunas compañías. En este sentido, debemos señalar que, hasta la fecha, todos los proyectos de construcción de nuevas centrales se basan en la tecnología de la turbina de gas de ciclo combinado. Como lo más probable es que cuando se incorporen al sistema sus propietarios pretendan mantenerlas en funcionamiento durante el mayor tiempo posible, para recuperar cuanto antes los costes fijos y optimizar la gestión de los contratos de suministro de gas (que suelen incluir cláusulas del tipo «take or pay»), su entrada no parece desafiar las ventajas de las que disfrutaban los productores tradicionales, que disponen de un parque de generación tecnológicamente diversificado. De hecho, no parece arriesgado aventurar que la estrategia de sus nuevos rivales será precio-aceptante.

La posibilidad de que los nuevos productores se comporten como precio-aceptantes parece aún más verosímil si tenemos en cuenta los escasos beneficios que les puede proporcionar una estrategia de enfrentamiento en un entorno en el que, como ya hemos explicado, el poder de mercado del que disponen las dos mayores empresas supone, en la práctica, la existencia de un duopolio, y en el que los productores tradicionales pueden aprovechar las ventajas que se derivan de pertenecer a un grupo empresarial en el que otras filiales llevan a cabo actividades verticalmente integradas con la de generación de electricidad.

En este contexto, los proyectos destinados a aumentar la capacidad de las interconexiones internacionales adquieren una gran importancia²¹, aunque es cierto que se trata de un proceso lento, que lleva tiempo y

²⁰ No obstante, como ha señalado LASHERAS (2000), es posible que las empresas ya establecidas tengan más capacidad para presionar a las autoridades con el fin de evitar regulaciones contrarias a sus intereses.

²¹ Aparte de la duplicación de la capacidad comercial de la interconexión con Portugal, vinculada al proceso para la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad, existen varios planes para multiplicar por cuatro, antes de 2010, la capacidad de las interconexiones con Francia (UNESA, 2002).

CUADRO 5

PREVISIONES DE INCREMENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR (RÉGIMEN ORDINARIO)

	2001	2002	2003	2004	2005
Endesa	19.379 (44,9)	17.850 (37,5)	18.250 (34,9)	18.250 (31,3)	18.250 (28,9)
Iberdrola	16.035 (37,1)	16.857 (35,4)	17.657 (33,8)	18.457 (31,7)	18.857 (29,9)
Unión Fenosa	5.262 (12,2)	5.333 (11,2)	5.881 (11,2)	8.281 (14,2)	11.481 (18,2)
Hidrocantábrico	2.161 (5,0)	2.574 (5,4)	2.574 (4,9)	2.574 (4,4)	2.574 (4,1)
Cuota de los 4 productores tradicionales . .	42.837 (99,2)	42.614 (89,6)	44.362 (84,8)	47.562 (81,7)	51.162 (81,2)
Cuota de los nuevos productores	335 (0,8)	4.944 (10,4)	7.927 (15,2)	10.677 (18,3)	11.877 (18,8)
Total	43.172 (100)	47.558 (100)	52.289 (100)	58.239 (100)	63.039 (100)

NOTA: Las cifras entre paréntesis son porcentajes.
FUENTE: SDC (2002:11).

requiere una planificación adecuada, más aún cuando no todos los países muestran la misma disposición a facilitar la entrada de electricidad procedente del exterior. Por ello, la futura creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) merece, en principio, una valoración positiva. No obstante, lo más probable es que su puesta en marcha no suponga un aumento muy notable del grado de competencia, al menos en comparación con el que existe en el actual mercado español pues, junto a las restricciones físicas derivadas de la capacidad de las interconexiones²², debemos tener en cuenta otros factores como el reducido tamaño del mercado portugués, que representa poco más de una quinta parte del español, la elevada concentración empresarial que se observa en Portugal²³ y el he-

cho de que la liberalización del sector eléctrico se encuentre más atrasada allí que en España.

3. Los CTC y el mercado de producción

En este apartado vamos a profundizar en el estudio de la influencia de los CTC sobre los resultados del mercado de producción. El interés de este análisis reside en que nos permite comprobar cómo un elemento muy concreto del marco regulativo puede afectar significativamente al proceso de formación de precios²⁴,

y el grupo empresarial al que pertenece disfruta de una posición similar (o aún más sólida) en la distribución y el suministro.

²⁴ Y ello al margen de que, en determinadas etapas, la evolución de los precios pueda haber estado condicionada, en gran medida, por otros factores, como la disminución de las reservas hidráulicas o el estrechamiento del margen entre demanda y capacidad de producción (que obligan a incorporar tecnologías más caras). Asimismo, cabe la posibilidad de que, en períodos muy concretos, la trayectoria de los precios haya respondido principalmente a estrategias diseñadas por las empresas que disponen de poder de mercado para utilizarlo del modo que, en ese momento, han considerado más favorable para sus intereses (por ejemplo, en vísperas de una revisión de tarifas).

²² Una vez que se amplíe la capacidad de la interconexión con Portugal, representará menos del 5 por 100 de la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico español.

²³ Una única compañía, Electricidade de Portugal (EDP), genera más del 65 por 100 del total de la energía eléctrica que se consume en el país vecino (aunque ello representa solamente el 15 por 100 del MIBEL),

debilitando su capacidad para reflejar la relación entre la oferta y la demanda y distorsionando las señales que deberían enviar a los entrantes potenciales²⁵.

Como explicamos antes, para recaudar las cantidades destinadas al pago de la compensación por CTC se incluye una partida específica entre los costes anuales que han de ser sufragados por los ingresos que proporcionan las tarifas integrales y de acceso. Sin embargo, la suma que reciben las empresas titulares del derecho de cobro puede no coincidir con la cuantía incluida entre los costes que se utilizan como referencia para establecer las tarifas, pues el importe total que se les abona se determina «por diferencias»²⁶. Ello significa que lo que cobran esas empresas es la diferencia entre el conjunto de ingresos obtenidos mediante las tarifas, y la cantidad que se destina a retribuir todos los demás costes que han de ser sufragados por los mismos. Así pues, cualquier disparidad entre los ingresos y costes que se pronosticaron al establecer las tarifas y los valores definitivos de los mismos se traslada sobre la anualidad que se distribuye en concepto de CTC y, en consecuencia, aumenta o reduce la cantidad que queda pendiente de cobro para los siguientes ejercicios.

El importe determinado «por diferencias» se reparte entre las empresas titulares del derecho de cobro mediante unos porcentajes establecidos por la Administración. Entre 1998 y 2000, estos porcentajes se man-

tuvieron fijos (véase Cuadro 6). Pero desde 2001 se van modificando para que la participación de cada compañía refleje la proporción entre su saldo pendiente de cobro y el saldo pendiente de cobro del conjunto de las empresas que reciben la compensación²⁷. Con ello, se pretende penalizar a las compañías que logran colocar su producción en el mercado a un precio medio superior a 6 ptas/kWh (recordemos que el exceso de ingresos obtenido se descuenta del importe pendiente que le corresponde a cada una, de modo que se reduce su participación en la cantidad total aún no cobrada y, por tanto, también disminuye su cuota en el reparto de la siguiente anualidad).

No obstante, a finales de 2000 los ingresos obtenidos mediante las tarifas empezaron a ser insuficientes para abonar la compensación, e incluso para retribuir completamente todos los demás costes imputados a las mismas. Ello dio lugar al fenómeno conocido como «déficit tarifario». Este déficit se repercutió a las empresas receptoras de los CTC mediante unos porcentajes que reflejaban la participación de cada compañía en el importe total percibido hasta el año anterior por todas ellas (véase Cuadro 7). La contribución que hacía cada empresa a la cobertura del déficit tarifario se sumaba al saldo pendiente de cobro que le correspondía, aunque ello no le garantizaba su recuperación porque, como explicamos anteriormente, las cantidades asignadas en concepto de CTC son valores máximos y su percepción está limitada en el tiempo (hasta 2010). De este modo, las compañías que colocaban su producción en el mercado a un precio medio más elevado eran las que realizaban una mayor aportación a la cobertura del déficit, pues los ingresos que obtenían vendiendo la producción por encima de 6

²⁵ A este respecto, resulta especialmente preocupante la falta de capacidad de los precios para enviar señales sobre las necesidades de potencia, pues aunque los productores perciben una retribución (al margen del precio determinado por el mercado) supuestamente destinada a ese fin (la *garantía de potencia*), en la práctica, no desempeña dicha función (RODRÍGUEZ, 2001, analiza esta cuestión más detenidamente).

²⁶ Salvo en 1999 y 2000. En estos dos años se aplicó un procedimiento mixto, por el que la mayor parte de la cuantía destinada al pago de la compensación anual se recaudaba mediante un porcentaje fijo (4,5 por 100) que se aplicaba a los ingresos totales obtenidos mediante las tarifas, y que no se podían dedicar a otro fin; y sólo el resto se determinaba por medio de diferencias.

²⁷ Suponiendo, claro está, que a cada una se le va a pagar la cantidad máxima que se estableció inicialmente.

CUADRO 6

**PORCENTAJES DE REPARTO
DE LOS «CTC TECNOLÓGICOS»**

	1998	1999	2000	2001	2002 (P)
Iberdrola	27,10	27,10	27,10	24,63	23,59
Endesa	51,20	51,20	51,20	50,36	49,33
Unión Fenosa	12,90	12,90	12,90	13,29	13,48
Hidrocantábrico	5,70	5,70	5,70	6,35	6,68
Elcogás	3,10	3,10	3,10	3,45	3,57
Viesgo				1,92	3,25

NOTA: P: Previsión.
FUENTE: UNDA (2002).

CUADRO 7

**PORCENTAJES DE ASIGNACIÓN
DEL DÉFICIT TARIFARIO**

	2000	2001	2002 (P)
Iberdrola	30,91	38,61	41,38
Endesa	53,65	46,18	44,52
Unión Fenosa	9,18	11,07	10,56
Hidrocantábrico	4,06	2,69	1,70
Elcogás	2,21	1,46	0,78
Viesgo			1,05

NOTA: P: Previsión.
FUENTE: UNDA (2002).

ptas/kWh se descontaban de los CTC pendientes de cobro y aumentaban la cantidad ya recibida. Por tanto, el procedimiento de reparto del déficit tarifario reducía los incentivos para conseguir precios superiores a 6 ptas/kWh, ya que si una empresa rebasaba este umbral, por una parte, ampliaba sus ingresos porque lograba adelantar el cobro de la compensación pendiente pero, por otra, se producía un aumento del porcentaje que había de aportar a la cobertura del déficit, y ello aminoraba sus ingresos e incrementaba el saldo pendiente de cobro.

Como mencionamos antes, el déficit tarifario no apareció hasta 2000. En los dos años anteriores, los ingresos proporcionados por las tarifas integrales y de acceso fueron suficientes para retribuir todos los costes imputados a las mismas. Además, al realizar la liquidación por diferencias para abonar la compensación por CTC se obtuvieron importes bastante cercanos a los previstos. En tales circunstancias, los ingresos totales que consiguen los productores que cobran esa compensación no dependen de los precios del mercado: al fijar precios superiores a 6 ptas/kWh, se incrementa la cantidad que obtienen mediante la ven-

ta de electricidad, pero se reduce la que cobran por diferencias sin que quepa la posibilidad de recuperar la disminución, pues el saldo total pendiente de cobro se aminoraba en la misma cuantía. Sin embargo, a una empresa concreta sí le puede interesar que su precio medio de venta sea superior a 6 ptas/kWh. Ello ocurrirá cuando dicha empresa disponga de una cuota de mercado superior a su participación en los CTC, pues en ese caso, el incremento de ingresos obtenido mediante el aumento de los precios puede superar al que obtendrá si los precios se mantienen bajos y la cantidad que resulta de la liquidación por diferencias es elevada. Los productores que tengan una cuota de mercado inferior al porcentaje que les corresponde en los CTC tendrán los incentivos contrarios: pueden aumentar sus ingresos totales si los precios se mantienen bajos porque ello incrementará el importe de la anualidad que se reparte para compensar el paso a un régimen competitivo.

El hecho de que los incentivos generados por el pago de los CTC no sean los mismos para todas las compañías puede ayudar a explicar la evolución del mercado en 1998 y 1999 (CNSE, 2000). Así, parece que la es-

trategia de Iberdrola consistió en fomentar el aumento de los precios durante los meses más lluviosos, en los que era capaz de conseguir una cuota de mercado bastante superior al porcentaje de CTC que le correspondía (recordemos que Iberdrola es la empresa que dispone de un mayor número de centrales hidráulicas). Sin embargo, la estrategia de Endesa durante esos meses fue justo la contraria: como su cuota de mercado se situaba claramente por debajo de su participación en el reparto de los CTC, lo que le interesaba era limitar el aumento de los precios para ampliar la cantidad destinada al pago de la compensación. En los meses en que se reducía la disponibilidad de agua, la cuota de mercado de Endesa se acercaba a su porcentaje en los CTC, y esta compañía ya no limitaba la subida de los precios. El hecho de que los dos principales productores siguiesen estrategias opuestas debió contribuir a que, tanto en 1998 como en 1999, se observe una especie de situación de «equilibrio», en la que las cuotas de mercado registradas al final de ambos ejercicios se sitúan en torno a los porcentajes asignados para el reparto de los CTC, y los precios medios del mercado no se alejan demasiado de los previstos en los expedientes de tarifas (muy cercanos a las 6 ptas/kWh establecidas como umbral para el descuento de los saldos pendientes en concepto de CTC).

Sin embargo, en el año 2000 las circunstancias cambiaron. En julio de 1999 la Comisión Europea había dictaminado que la compensación por CTC constituía una «ayuda de Estado» y que, como tal, debía ser analizada y, en su caso, autorizada por los organismos europeos de defensa de la competencia. Durante el año 2000, las empresas que venían cobrando esa compensación empezaron a temer que llegase una resolución adversa desde Bruselas. Ante esta posibilidad, les interesaba aumentar los precios de las ofertas, pues aunque rebasasen el umbral de 6 ptas/kWh sólo renunciaban a unos ingresos cuyo cobro no parecía ga-

rantizado. Este ascenso del precio de la energía adquirida en el mercado no se pudo anticipar cuando se fijaron las tarifas correspondientes al año 2000, así que los ingresos proporcionados por las mismas comenzaron a resultar insuficientes para sufragar todos los costes y abonar la anualidad que debía ser liquidada por diferencias (apareció el déficit tarifario). Ello acrecentó la incertidumbre con respecto al cobro del resto de la compensación, de modo que la estrategia consistente en vender por encima de las 6 ptas/kWh continuaba pareciendo adecuada, pues aseguraba la percepción de unos ingresos que por la vía de los CTC podían no llegar nunca.

A principios de 2001, la Comisión Europea aprobó el pago de los CTC²⁸, y durante los primeros meses del año se registraron precios bajos. Sin embargo, desde mediados de 2001 se volvió a producir un incremento de los precios. Es probable que las empresas receptoras de la compensación pensasen que, incluso disponiendo de una cuota de mercado inferior a su participación en los CTC, les convenía vender la electricidad al mayor precio posible. Había varias razones para defender esta estrategia: en primer lugar, la constatación de que el déficit tarifario no era un fenómeno coyuntural, sino una situación que tendía a repetirse y que les impedía seguir percibiendo la compensación; en segundo lugar, la certeza de que al existir un límite temporal para el cobro de la misma, iba a ser muy difícil que el procedimiento de liquidación por diferencias acabase proporcionándoles la mayor parte del valor máximo establecido; y, en tercer lugar, la comprobación de que con la aparición de nuevos comercializadores ya no eran las compañías pertenecientes a su mis-

²⁸ Aunque fue necesario que el gobierno modificase la legislación para que toda la cantidad pendiente se cobrase por diferencias (es decir, se suprimió la norma que obligaba a destinar cada año el 4,5 por 100 de los ingresos proporcionados por las tarifas al pago de los CTC).

mo grupo empresarial las únicas que se beneficiaban de las disminuciones de precios que se registraban en el mercado (además, si los precios son elevados, los comercializadores que no están vinculados a un productor apenas disponen de margen para presentar a los consumidores ofertas competitivas).

Consciente de esta situación, el gobierno decidió «penalizar» a los productores que estaban consiguiendo un precio medio superior a 6 ptas/kWh y que, a través del aumento de ingresos asociado a él, iban reduciendo el saldo pendiente de su compensación por CTC. Fue entonces cuando se estableció que esas empresas debían realizar una mayor contribución a la financiación del déficit tarifario. Unos meses después, también se aprobó la modificación de los porcentajes de reparto de los CTC para reducir los correspondientes a aquellos productores a los que les quedaba un menor saldo pendiente de cobro. Como explicamos anteriormente, la finalidad de estas medidas era atenuar los incentivos que animaban a las compañías receptoras de CTC a elevar los precios medios del mercado por encima de 6 ptas/kWh. No obstante, es probable que apenas influyesen sobre el comportamiento de esas empresas (de hecho, los precios medios del mercado siguieron subiendo).

Debemos tener en cuenta que la existencia de déficit tarifario impedía que la disminución de los porcentajes utilizados para repartir los CTC afectase a los ingresos de las compañías receptoras de la compensación: como no se recaudaban suficientes ingresos para abonarla, dichos porcentajes sólo indicaban la participación de cada empresa en un saldo pendiente que no se podía cobrar (y que seguía creciendo como consecuencia de la agregación de las cantidades aportadas a la financiación del déficit).

Los efectos del procedimiento aplicado para establecer la participación de cada compañía en la cobertura del déficit tarifario son más difíciles de determinar.

En principio, cabe pensar que si un precio medio superior a 6 ptas/kWh suponía más ingresos pero, al mismo tiempo, conllevaba una mayor contribución a la financiación del déficit, los productores tenían menos incentivos para desarrollar una estrategia que les permitiese rebasar ese umbral. Sin embargo, el efecto final de dicha estrategia sobre sus beneficios dependía de factores muy complejos:

a) El volumen económico de las transacciones que se negociaban en el mercado era muy superior al importe del déficit tarifario. Por tanto, podía ocurrir que aunque un productor dispusiese de una cuota de mercado inferior al porcentaje que determinaba su participación en la cobertura de dicho déficit, fuese capaz de obtener más beneficios mediante precios elevados que mediante una disminución de su aportación al déficit.

b) Existían razones para pensar que el déficit tarifario no era un fenómeno coyuntural. Aunque llegara un momento en que la participación de uno o varios productores en la financiación del mismo se situase muy por encima de su cuota de mercado, de modo que ya no les interesara seguir cobrando precios medios superiores a 6 ptas/kWh, a las empresas que dispusiesen de una cuota de mercado superior a su porcentaje de contribución al déficit sí les podría interesar. Es probable que, al cabo de un tiempo, su participación en las ventas también acabara situándose muy por debajo de su cuota en la financiación del déficit, pero entonces, los productores que perdieron los incentivos para vender a más de 6 ptas/kWh podrían recuperarlos²⁹. Así pues, los precios se mantendrían altos y el déficit tarifario subsistiría.

²⁹ Tengamos en cuenta que, con la estructura de mercado existente, era prácticamente imposible que los dos grandes productores se encontrasen al mismo tiempo en una situación como la que estamos planteando. No obstante, es necesario indicar que, para que nuestro

c) Aunque la principal causa del déficit tarifario fue el ascenso del precio de la electricidad negociada en el mercado, que superó con creces los niveles previstos cuando se aprobaron las tarifas, éste no es el único factor capaz de provocarlo: cualquier disminución de ingresos o aumento de costes que no se incluya entre las previsiones realizadas a la hora de establecer la tarifa puede contribuir a la aparición de déficit. En consecuencia, el importe total del déficit era incierto, y la cuantía final del mismo no dependía solamente de la estrategia que siguiesen los productores que operaban en el mercado. Si el precio medio de venta se situaba en torno al valor pronosticado al establecer las tarifas, pero se registraba cualquier otra diferencia entre los costes e ingresos previstos y los valores reales de los mismos, podía ocurrir que no fuese posible proceder al pago de la compensación que se debía liquidar por diferencias y, si se producía déficit, las empresas que se habían quedado sin cobrarla estarían obligadas a aportar una cierta cantidad para su financiación³⁰. Por tanto, parece que la incertidumbre sobre la evolución de algunos de los parámetros que determinaban el importe final de los ingresos y los costes, o las dudas sobre la capacidad de las tarifas para proporcionar suficientes ingresos cuando el go-

razonamiento siga siendo válido, haría falta que las empresas que contribuyen a la financiación del déficit tarifario (las que cobran los CTC) continuasen concentrando un elevado porcentaje de las ventas que se llevan a cabo en el mercado de producción, y que dos de ellas dispusiesen de cuotas de mercado muy altas. En caso contrario, cabría la posibilidad de que a todas las compañías que financian el déficit se les asignasen unos porcentajes de cobertura bastante superiores a su cuota de mercado.

³⁰ Debemos reparar en que los porcentajes que determinaban la contribución al déficit de los productores no tenían por qué coincidir con la participación de otras compañías de su mismo grupo empresarial en los incrementos de ingresos originados por el incumplimiento de las previsiones. Dicho de otro modo: la aparición del déficit tarifario no tendría un efecto neutro sobre los beneficios totales de los distintos grupos empresariales.

bierno no se mostraba proclive a aumentarlas, pudo animar a los productores que cobran los CTC a elevar los precios de sus ofertas.

Finalmente, debemos señalar que tanto las estrategias surgidas en torno al cobro de la compensación por CTC, como los incentivos derivados de la financiación del déficit tarifario, pueden haber podido constituir una barrera a la entrada de nuevas empresas en el mercado de producción pues, probablemente, han acrecentado la incertidumbre sobre la evolución de los precios que se determinan en dicho mercado y, con ello, han afectado negativamente a las expectativas de las compañías que hayan podido estar interesadas en incorporarse a él.

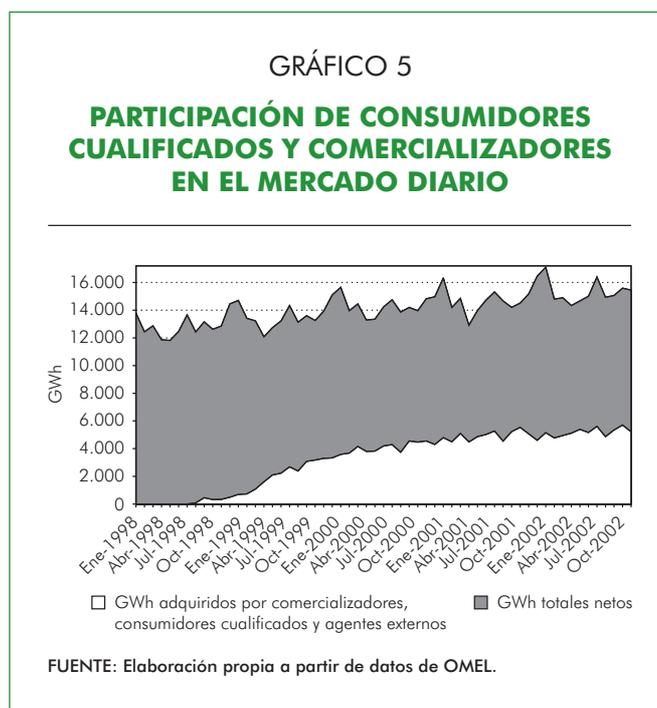
4. La comercialización y la competencia en el mercado de producción

Ya hemos explicado que los vínculos que existen entre las principales empresas productoras y las compañías que adquieren casi toda la electricidad que se vende en el mercado refuerzan la capacidad de las primeras para influir sobre los precios y las cantidades que se negocian en el mismo, agregando a su peso como vendedoras el poder de compra del que disponen las sociedades del grupo que participan como demandantes, o desarrollando estrategias que no están al alcance de aquellos productores que no se encuentran integrados en una estructura empresarial de carácter vertical. Así pues, a estos últimos les interesa conseguir una presencia significativa en la actividad de comercialización, tanto para socavar el poder de compra de las compañías vinculadas a los grandes productores, como para aprovechar los márgenes que se pueden conseguir cuando bajan los precios del mercado y se registra una coyuntura desfavorable para sus intereses como vendedores.

Al mismo tiempo, la aparición de comercializadores vinculados a las nuevas compañías de generación favorece el aumento de la competencia en el suministro a precio libre, pues a un comercializador que no esté vinculado a un productor que disponga de una cuota de mercado equivalente a la suya le puede resultar muy difícil sobrevivir ante oscilaciones de los precios³¹ (si un grupo empresarial está presente en ambas actividades puede cubrir la pérdida de margen en la comercialización con el aumento de ingresos que obtiene en el mercado).

Desde que se habilitó la posibilidad de suministro a precio libre para los consumidores cualificados se ha registrado un paulatino crecimiento de las adquisiciones que han efectuado en el mercado los agentes distintos a los distribuidores (véase Gráfico 5), aunque parece que dicho aumento se ha detenido durante los últimos meses. Es probable que ello no haya sido más que el resultado de los incrementos de precios que se han registrado a lo largo de ese período, aunque también debe de haber contribuido el hecho de que desde mediados de 2000 no se haya vuelto a ampliar el colectivo de consumidores cualificados.

Las cuotas de mercado que se registran en la actividad de comercialización revelan un grado de concentración horizontal similar al que se observa en el mercado de producción (véase Gráfico 6), aunque en este caso se aprecia una menor disparidad entre las dos grandes compañías. En términos globales, la evolución de las cuotas de mercado revela una situación



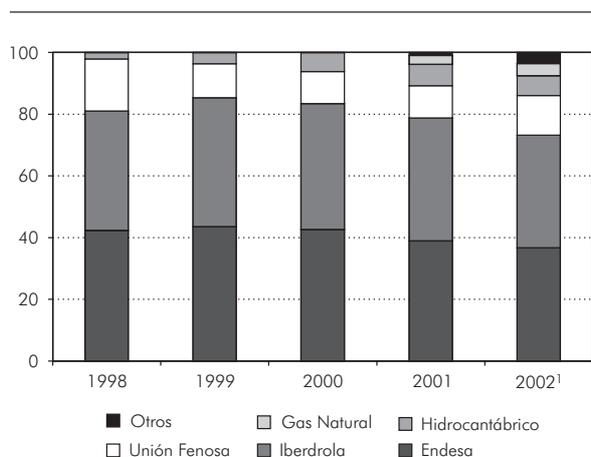
bastante estable³². Sin embargo, durante los últimos meses se ha producido una cierta disminución del IHH como consecuencia de la entrada de Gas Natural y de algunas otras pequeñas empresas que han conseguido una participación muy exigua.

El análisis de las cuotas de mercado no nos aporta información sobre la conducta de los consumidores cualificados, aunque los pocos datos de los que disponemos como, por ejemplo, los que figuran en CNE, 2000b) permiten afirmar que, probablemente, han sido muy pocos los que a la hora de elegir proveedor han optado por uno

³¹ De hecho, los productores vinculados a empresas presentes en la comercialización tienen un incentivo adicional para favorecer el aumento de los precios: «estrangular» el margen en que se basa el negocio de los comercializadores para evitar la aparición de rivales en esta actividad.

³² Y ello ocurre a pesar de que, como consecuencia de la variación del umbral que da acceso a la condición de consumidor cualificado, el mercado al que se refieren las distintas cuotas de mercado ha ido cambiando durante el período de tiempo considerado (tanto en composición como en tamaño).

GRÁFICO 6
CUOTAS DE MERCADO
EN LA COMERCIALIZACIÓN*
(En %)



NOTAS:

* Calculada a partir de compras efectuadas por los comercializadores en el mercado.

¹ A finales de marzo de 2002.

FUENTE: Elaboración propia a partir de las memorias de las compañías.

distinto al que pertenece al mismo grupo empresarial en que se integra la compañía de distribución que les había venido suministrando hasta entonces. Además, parece que una parte importante de los clientes que han dispuesto de la posibilidad de abastecerse a precio libre han decidido seguir comprando a tarifa³³.

Las ventajas de las que disfrutaban los comercializadores que pertenecen a un grupo empresarial en el que también se integra una compañía de distribución obedecen a varios factores:

— En primer lugar, son el resultado de la asimetría informacional que existe en el mercado de suministro a precio libre, pues los distribuidores, como antiguos proveedores de los consumidores cualificados, pueden facilitar algunos datos muy relevantes sobre las características de los mismos a los comercializadores pertenecientes a su grupo.

— En segundo lugar, puede darse el caso de que los comercializadores vinculados a las compañías de distribución utilicen la relación empresarial que existe entre ellos para tratar de convencer a los posibles clientes de que su oferta les garantiza un servicio de mayor calidad, pues está respaldada por el grupo al que pertenece la compañía que gestiona la red a la que están conectados³⁴. El retraso con el que se probó la normativa que regula los niveles mínimos de calidad del suministro (a finales de 2000) puede haber favorecido este tipo de estrategia.

— En tercer lugar, cabe la posibilidad de que los distribuidores, que aún compran más del 65 por 100 de la energía que se negocia en el mercado (sólo dos de ellos acumulan más 50 por 100), desarrollen estrategias de compra destinadas a favorecer a los comercializadores de su grupo. Veamos un ejemplo. Supongamos que una compañía de distribución adquiere en el mercado diario mucha más energía de la que, previsiblemente, va a necesitar para abastecer a sus clientes a tarifa, y provoca con un ello un incremento de precios. Si las demás empresas del grupo conocían sus intenciones, las habrán tenido en cuenta a la hora de formular sus estrategias: el productor habrá sacado el mayor partido posible al aumento de precios; y el comercializador, que habrá comprado poco, esperará a que el distribuidor venda sus

³³ La mayoría de los clientes que siguen a tarifa están acogidos a una cláusula de suministro interrumpible. Las tarifas de acceso a las redes que han de abonar los consumidores cualificados y que, normalmente, pagan los comercializadores en su nombre, no permiten que el suministro sea interrumpible.

³⁴ Además, los comercializadores integrados en uno de los cuatro grupos tradicionalmente presentes en el sistema eléctrico español han dispuesto de un activo importante: la imagen de la marca comercial con la que operan.

excedentes en el mercado intradiario para efectuar sus adquisiciones (lo más probable es que se registre un exceso de oferta y el precio sea bastante más bajo que el del mercado diario). Al actuar así, el distribuidor perderá la diferencia entre el precio de compra y el de venta³⁵, pero la estrategia puede resultar rentable al conjunto del grupo si los beneficios del productor y del comercializador superan las pérdidas del distribuidor. Además, con esta forma de operar se genera un perjuicio para los demás comercializadores, que habrán efectuado la mayor parte de sus compras en el mercado diario y no podrán evitar que su margen disminuya.

5. Conclusiones

Siempre es difícil introducir mecanismos de mercado en sectores en los que no han funcionado tradicionalmente, y más aún cuando las actividades que se llevan a cabo en ellos, o el producto en que se basan, presentan unas características muy específicas. Éste es el caso del sector eléctrico, donde a pesar de las limitaciones que impone la utilización de la electricidad como «mercancía», o de la convivencia de actividades que se han de realizar en régimen de monopolio con otras que son potencialmente competitivas, se están logrando notables progresos en la introducción de mecanismos de mercado y en la promoción de la competencia. Así ha ocurrido en el sector eléctrico español, donde la puesta en marcha de un mercado organizado, en el que se contrata la mayor parte de la energía que se suministra a los consumidores finales, constituye, probablemente, la principal novedad que introdujo la LSE desde el punto

de vista de la articulación de un entorno favorable para la aparición de presiones competitivas.

Sin embargo, durante los cinco años que han transcurrido desde la entrada en vigor de la LSE, se han observado ciertos obstáculos que han impedido que la actividad de los productores se desarrolle en un marco realmente competitivo. Probablemente, uno de los más relevantes es el que se deriva de la relación empresarial que existe entre las cuatro compañías que venden casi toda la energía que se negocia en el mercado y las ocho empresas que acumulan más del 90 por 100 de la demanda que se registra en el mismo. La existencia de estos vínculos verticales ha reforzado el ya de por sí notable poder de mercado del que han dispuesto los productores tradicionales. Además, parece que las estrategias de estas cuatro compañías no sólo han respondido al objetivo de obtener los máximos beneficios posibles mediante las operaciones realizadas en el mercado, pues la aparición del déficit tarifario y la existencia de una compensación destinada al pago de los CTC también ha condicionado su actuación.

Asimismo, hemos puesto de manifiesto que el aumento de la competencia en la otra actividad que se puede ejercer libremente, la comercialización, puede favorecer la aparición de presiones competitivas en el mercado de producción. En este sentido, puede resultar conveniente que las empresas que estén interesadas en introducirse en alguna de las dos actividades también participen en la otra.

Durante los próximos años, se van a producir cambios importantes que, probablemente, favorecerán el aumento de la competencia en el mercado. La ampliación de la capacidad de las interconexiones internacionales, la incorporación de centrales pertenecientes a nuevos productores, y la supresión del umbral que da acceso a la condición de consumidor cualificado pueden aportar un mayor dinamismo al mercado y conducir a la aparición de un entorno más competitivo. Sin embargo, lo más

³⁵ Sólo para la cantidad de energía vendida en el mercado intradiario, pues la retribución que obtienen los distribuidores por el suministro a tarifa (una actividad regulada) se determina mediante una serie de parámetros establecidos por la Administración, y éstos no reflejan el coste de sus adquisiciones en el mercado, que les son completamente reembolsadas.

probable es que los productores pertenecientes a los cuatro grupos empresariales que participan en todas las actividades que se llevan a cabo en el sector eléctrico, y especialmente los dos mayores, sigan conservando una parte significativa de su capacidad para influir en la evolución del mercado, pues no parece que los cambios a los que hemos aludido antes vayan a acabar neutralizando todas las ventajas de las que disponen en la actualidad. Es por ello por lo que, en mi opinión, resulta necesaria una actuación más decidida a favor de la competencia, mediante iniciativas destinadas a eliminar las barreras que dificultan la entrada en las actividades potencialmente competitivas, o a través de medidas dirigidas a favorecer la aparición de nuevos rivales. Así, por ejemplo, las autoridades deberían impedir que los productores ya establecidos desanimen a los que están dispuestos a entrar en el mercado mediante el anuncio de la construcción de una central en las proximidades del lugar en el que éstos desean instalar la suya³⁶. Para ello, podrían establecer un principio general que otorgase prioridad a las nuevas empresas, e incluso limitar la ampliación del parque de centrales de gas de ciclo combinado de los dos grandes productores tradicionales. Además, tendrían que agilizar al máximo los procedimientos para la concesión de las autorizaciones, dotar al marco normativo de la máxima transparencia y comprometerse a garantizar su estabilidad. Igualmente, deberían procurar que disminuyese la concentración horizontal y evitar que siguieran existiendo centrales de propiedad compartida y, con tan fin, podrían impulsar un programa de venta de activos de generación en el que se incluyeran esas instalaciones junto a otras perte-

³⁶ La construcción de varias centrales en lugares muy próximos puede plantear diversos problemas: endurecimiento de las condiciones ambientales establecidas por las autoridades, posibilidad de que aparezcan restricciones en la red de transporte cuando todas funcionen, necesidad de acometer inversiones adicionales...

necientes a los dos mayores productores³⁷. También tendrían que debilitar las ventajas que se derivan del hecho de formar parte de grupos empresariales verticalmente integrados imponiendo la separación jurídica de todas las actividades realizadas por los mismos y obligando a todos los agentes a difundir cualquier información que, en caso de permanecer oculta, pudiera proporcionarles alguna ventaja.

No podemos acabar este trabajo sin referirnos a la reciente modificación de la metodología que se utiliza para calcular el incremento anual de la tarifa eléctrica³⁸. Una de las novedades más importantes que se han introducido se refiere a la recuperación de las cantidades que han aportado las empresas hasta 2002 para la financiación del déficit tarifario, que se ha separado del cobro de la compensación que reciben en concepto de CTC, asegurando el reintegro de las mismas mediante la incorporación (hasta 2010) de una partida destinada ese fin. Con ello, cabe prever que desaparecerán las distorsiones que la falta de seguridad sobre la recuperación de tales cantidades puede haber introducido en el funcionamiento del mercado. No obstante, y aunque también se ha aprobado un mecanismo que asegura el cobro de las diferencias originadas por errores en algunas de las previsiones utilizadas para la determinación de las tarifas, debemos señalar que con él no se elimina completamente la posibilidad de que aparezca déficit tarifario, así que es inevitable que se mantenga una cierta incertidumbre sobre las consecuencias de su reaparición³⁹.

³⁷ La composición de los paquetes de activos vinculados a la operación debería asegurar que los compradores adquieren un parque de generación adecuadamente diversificado, y el procedimiento de venta tendría que garantizar una asignación competitiva.

³⁸ Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre (BOE, 31 de diciembre de 2002).

³⁹ Los responsables de alguna de las principales compañías del sector ya han manifestado a los medios de comunicación que, previsiblemente, en el año 2003 volverá a aparecer el déficit tarifario.

Referencias bibliográficas

- [1] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2000a): *Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa*, Madrid.
- [2] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2000b): *Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de Endesa, S.A. e Iberdrola, S.A.*, Madrid.
- [3] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2000c): *El consumo eléctrico en el mercado peninsular en 1999*, Madrid.
- [4] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2001a): *Informe sobre la participación accionarial adquirida por Ferroatlántica S.L. en Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.*, Madrid.
- [5] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2001b): *El consumo eléctrico en el mercado peninsular en 2000*, Madrid.
- [6] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2002): *El consumo eléctrico en el mercado peninsular en 2001*, Madrid.
- [7] COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO (1999a): *El consumo eléctrico en el mercado peninsular en 1998*, Madrid.
- [8] COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO (1999b): *Análisis de la participación de Endesa en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema*, Madrid.
- [9] COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO (1999c): *Análisis de la participación de Iberdrola en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema*, Madrid.
- [10] COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO (2000): *El funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998*, Madrid.
- [11] LASHERAS, M. Á. (2000): «Barreras de entrada en la liberalización de energía y telecomunicaciones», *Economistas*, número 84, páginas 229-235, Madrid.
- [12] LÓPEZ, J. (2000a): «Los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español», *Revista Asturiana de Economía*, número 19, páginas 127-154, Oviedo.
- [13] LÓPEZ, J. (2000b): «La reforma del mercado eléctrico del Reino Unido. Lecciones para el caso español», *Revista de Economía Industrial*, número 334, páginas 129-142, Madrid.
- [14] OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD (2002): *OMEL y el mercado de electricidad*, Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, Madrid.
- [15] OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD (varios años): *Evolución del mercado de producción de energía eléctrica*, Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, Madrid.
- [16] RODRÍGUEZ, L. (2001): «Sector eléctrico: el largo camino de la competencia», *Economistas*, número 87, páginas 355-364, Madrid.
- [17] SERVICIO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA (2002): Informe del Servicio de Defensa de la Competencia. N-227: Iberdrola Generación / Guadalcaacín Energía / Enron España Generación, Madrid.
- [18] TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA (2000a): *Expediente de concentración económica C54/00. Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico*, Madrid.
- [19] TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA (2000b): *Expediente de concentración económica C60/00. Endesa/Iberdrola*, Madrid.
- [20] UNDA, J. I. (2002): *El déficit tarifario*, Comisión Nacional de la Energía, Madrid.
- [21] UNESA, ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (2002): «Las interconexiones internacionales y el Mercado Interior de Electricidad: Nuevos desarrollos previstos en la Península Ibérica», *Electricidad*, número 10, abril, páginas 31-34, Madrid.