

El problema del déficit tarifario en el sector eléctrico español

JULIÁN LÓPEZ MILLA*

Desde el año 2000, los ingresos proporcionados por las tarifas eléctricas están resultando insuficientes para abonar todas las retribuciones que han de ser sufragadas por medio de las mismas, y ello ha dado lugar a la aparición del “déficit tarifario”. En este trabajo se analiza el origen de ese déficit y se estudia cómo puede haber afectado al comportamiento de las empresas productoras que venden energía eléctrica en el mercado.

Palabras clave: industria eléctrica, precios de la energía, tarifas eléctricas.

Clasificación JEL: L94.

1. Introducción

Desde que entró en vigor la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (1) (LSE), las actividades que realizan las empresas que operan en dicho sector se clasifican en dos grupos:

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 no alcanzan el umbral que permite elegir proveedor y han de seguir comprando a tarifa (esta última actividad la deben realizar las mismas compañías que se encargan de la distribución).

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

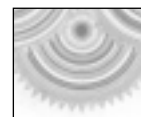
permitido realizar actividades declaradas incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes (2).

Los ingresos de las compañías que realizan actividades que se pueden ejercer libremente se determinan a través de mecanismos de mercado: las retribuciones 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 1998. Las empresas que generan electricidad la venden en este mercado, en el que presentan cada día sus ofertas para atender la demanda del día siguiente.

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

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

(1) Ley 54/97, de 27 de noviembre de 1997 (BOE, 28 de noviembre de 1997).



COLABORACIONES

La compañía que se encarga de gestionar dicho mercado 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 aquél que consigue vender la energía a un precio más alto) y un pago por garantía de potencia que depende de la disponibilidad de sus instalaciones (3).

Los ingresos de las empresas que llevan a cabo actividades reguladas son fijados cada año por la Administración mediante el procedimiento recogido en la normativa que establece la regulación del sector, así que resulta posible saber de antemano, aunque sólo sea de forma aproximada, cuál va a ser el importe que le corresponderá a cada una de las sociedades que realizan actividades reguladas. En el caso de las compañías que se encargan de la actividad de transporte, la retribución se calcula de modo que obtengan bastantes ingresos para cubrir todos los costes reconocidos por la Administración. Cuando se trata de empresas de distribución y suministro a tarifa, la remuneración se determina repartiendo entre ellas la cuantía que resulta de ir actualizando (mediante un coeficiente que refleja el aumento del IPC y el crecimiento de la demanda) el importe total que se les asignó por este concepto en el año 1997, y que se estableció de modo que la cantidad ingresada les permitiese cubrir los costes reconocidos por ambas actividades en ese ejercicio (4). Ade-

más, a las compañías que se encargan del suministro a tarifa se les reconoce el derecho a cobrar una cantidad equivalente al coste de todas las compras de electricidad realizadas para abastecer a sus clientes (5).

Como los precios que cobran las sociedades que llevan a cabo actividades reguladas no responden al nivel de ingresos que ha de percibir cada una, sino que son los mismos en todo el territorio nacional (6), estas empresas no se apropian de las cantidades que recaudan, sino que dichas cantidades quedan sometidas a un «procedimiento de liquidaciones» que permite distribuir el importe total ingresado para que cada compañía obtenga la retribución que le garantiza la regulación. Por otra parte, debemos tener en cuenta que las cantidades recaudadas por medio de la aplicación de las tarifas incluyen también algunos importes que no forman parte de la remuneración de las empresas que las cobran, y ello exige realizar un reparto para entregarlos a los sujetos a los que les corresponden. En consecuencia, quedan sometidas también al procedimiento de liquidaciones las cantidades destinadas al pago de:

a) los costes permanentes de funcionamiento del sistema, que incluyen la compensación que se abona a las empresas que operan en los territorios insulares y extrapeninsulares; los ingresos que se asignan a las compañías que se encargan de la gestión técnica y económica del sistema; la retribución reconocida a la Comisión



COLABORACIONES

(3) Además, las compañías que poseen instalaciones de generación que estuvieron sujetas al marco regulatorio anterior a la LSE (o las que adquieran tales activos de producción) tienen derecho a recibir un pago adicional en concepto de Costes de Transición a la Competencia (CTCs). La finalidad de esta 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 de conducir a unos precios que les proporcionasen unos ingresos más bajos que los que obtenían con el anterior régimen retributivo. En LOPEZ (2000b y 2000c) se puede encontrar un completo análisis de los CTCs.

(4) Para repartir las cantidades totales asignadas a las actividades de distribución y suministro a tarifa no se emplean los mismos criterios. El importe correspondiente a la actividad de distribución se asigna mediante la combinación de dos porcentajes: los que determinaron la participación de cada empresa en esta retribución en 1997, y los que se derivan de la aplicación de un «modelo de red de referencia». La cuantía total atribuida a la actividad de suminis-

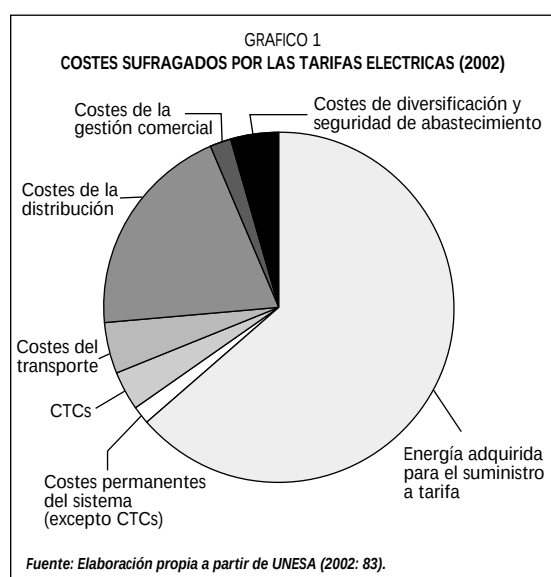
tro a tarifa se reparte en función del número de abonados, la potencia contratada por los clientes que reciben su suministro a tensión superior 1 kv, y el número de consumidores que están conectados a su red de distribución y que se abastecen a precio libre (se supone que ello también ocasiona costes de gestión comercial). En LOPEZ (2000a) se puede encontrar más información.

(5) Aquí se incluyen tanto las adquisiciones realizadas en el mercado de producción como las compras de la electricidad generada por las instalaciones pertenecientes al «régimen especial» (aquellas que utilizan energías renovables no consumibles, residuos, biomasa o cualquier otro tipo de biocarburante). Estas centrales sólo están obligadas a participar en el mercado si su potencia instalada supera los 50 MW. Las que no venden su producción en él 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.

(6) Es el gobierno el que establece tanto las tarifas integrales (las que pagan los consumidores que no pueden elegir proveedor para sufragar todos los costes del suministro) como las tarifas de acceso (las que satisfacen los consumidores cualificados para contribuir al pago de los ingresos reconocidos a las empresas de transporte y distribución).

Nacional de la Energía (CNE); y la cantidad que se satisface en concepto de Costes de Transición a la Competencia;

b) los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, que engloban las primas que cobran los productores pertenecientes al régimen especial, los costes asociados a la moratoria nuclear, las cantidades destinadas a la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear, la compensación que cobran las pequeñas empresas de distribución y el coste del «stock estratégico» de uranio.



En el Gráfico 1 se muestra el peso de cada una de las partidas incluidas entre los costes que se financian mediante las tarifas integrales y de acceso. Obviamente, estas tarifas se establecen a partir de un ejercicio de previsión, pues cuando se fijan no se conoce el valor de muchas de las variables que determinan la cuantía final de los costes que han de ser sufragados por las mismas. Así pues, cualquier discrepancia entre los importes pronosticados y los reales, tanto por el lado de los ingresos como por el de los costes, puede impedir que las cantidades recaudadas sean suficientes para abonar todas las retribuciones reconocidas a los agentes que operan en el sector eléctrico. En teoría, se evita esta situación considerando que la partida incluida en concepto de CTCs es, en realidad, un valor máximo, de modo que si no se obtienen bastantes ingresos para

sufragar todos los costes se deja de abonar una parte de la misma. Sin embargo, desde el año 2000, el importe que se atribuye a la compensación cuando se establecen las tarifas está resultando insuficiente para cubrir la diferencia entre las cantidades previstas y las que han de ser abonadas, y ello ha dado lugar a la aparición del «déficit tarifario». Para estudiar esta situación, primero debemos profundizar en el análisis del procedimiento mediante el que se abona la compensación destinada a sufragar los CTCs, y estudiar el vínculo que existe entre el precio medio que obtienen en el mercado las empresas que la cobran y el importe que pueden percibir por ese concepto. A continuación, analizaremos el mecanismo que se ha habilitado para financiar el déficit tarifario y examinaremos las posibles consecuencias del mismo.

2. Los ingresos por CTCs y el precio medio del mercado

Para entender la relación que existe entre la compensación por CTCs y los precios que se fijan en el mercado de producción es necesario tener en cuenta que tanto el importe a percibir por ese concepto como el plazo durante el que se va a abonar están limitados por ley.

— El valor máximo de los CTCs reconocidos a 31 de diciembre de 1997 asciende a 10.438 millones de euros, de los que se destinan 1.774 millones a incentivar el uso de carbón autóctono, y 8.663 millones 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 (son los llamados «CTCs tecnológicos»). Es importante indicar que sobre la primera de estas dos cantidades existe una mayor seguridad de cobro, pues se abona por medio de una prima que eleva el precio que se obtiene por cada KWh producido a partir de carbón nacional. La segunda cuantía es la que se va incorporando a los costes sufragados a través de los ingresos proporcionados por las tarifas mediante una partida que absorbe la diferencia entre los importes previstos y los liquidados al final del ejercicio (es por ello



COLABORACIONES

por lo que se suele decir que se determina «por diferencias» (7).

— Las cantidades destinadas al pago de la compensación se irán incluyendo entre los costes que han de ser retribuidos por medio de las tarifas hasta el año 2010. Transcurrido este plazo, y aunque no se haya percibido todo el importe máximo reconocido, se dejará de destinar una parte de los ingresos obtenidos al pago de dicha compensación.

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 mantuvieron fijos (Cuadro 1). Pero desde 2001, se modifican anualmente 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 compensación (8).

	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
Hidrocarbónica	5,70	5,70	5,70	6,35	6,68
Elcogas	3,10	3,10	3,10	3,45	3,57
Viesgo				1,92	3,25

(P): Previsión.
Fuente: *Unda* (2002).



COLABORACIONES

Para garantizar que el cobro de los CTCs tecnológicos sea incompatible con precios superiores a los que se registrarían en un mercado competitivo, se ha establecido que si una compañía beneficiaria de esta retribución consigue en el mercado de producción un precio medio mayor que 6 ptas/KWh, se procederá a reducir el importe pendiente que pudiera corresponderle en una cuantía equivalente al exceso de ingresos obtenido. Es decir, logrando un precio medio de venta superior a 6 ptas/KWh se incrementan los ingresos del ejercicio en curso pero, a cambio, se reduce la cuantía máxima pendiente en concepto de

(7) No obstante, debemos señalar que en 1999 y 2000 se garantizó el cobro de una buena parte de la cantidad anual prevista en concepto de «CTCs tecnológicos» mediante la obligación de destinar al pago de la misma el 4,5 por 100 de los ingresos obtenidos mediante las tarifas.

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

CTCs. Además, los productores que más se benefician de la anticipación de los cobros han de afrontar una disminución del porcentaje que les corresponde en el reparto de la anualidad que se determina por diferencias, pues su participación en el saldo total pendiente de cobro se reduce como consecuencia de la obtención de precios medios superiores a 6 ptas/KWh.

También debemos tener en cuenta que si el coste de la energía adquirida en el mercado se incrementa porque las empresas que reciben la compensación prefieren renunciar a una parte de la misma para aumentar los ingresos que están percibiendo en la actualidad (9), lo más probable es que el importe de las compras efectuadas por los distribuidores supere al que se pronosticó cuando se establecieron las tarifas. Como resultado, se aminorará la partida anual destinada al pago de los CTCs tecnológicos para que los ingresos obtenidos a través de las tarifas integrales y de acceso sean suficientes para sufragar todos los demás costes reconocidos.

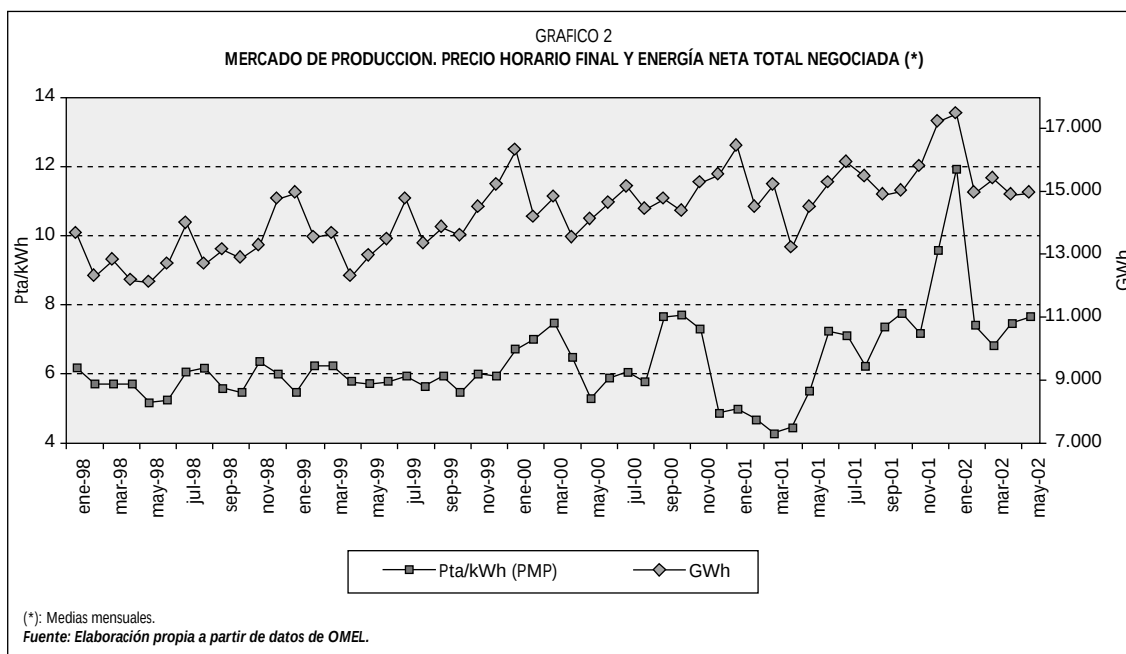
3. La aparición del déficit tarifario

Hasta principios de 2000, el precio medio que se estableció en el mercado se situó en torno a las 6 ptas/KWh (Gráfico 2). Por tanto, las empresas que reciben la compensación apenas recurrieron a la posibilidad de elevar los precios para anticipar el cobro de la misma.

Sin embargo, durante el año 2000 los precios no se mantuvieron tan estables, y ello elevó su valor medio anual por encima de 6 ptas/KWh. Este incremento de los precios (provocado en parte por la incertidumbre sobre el cobro de los saldos pendientes en concepto de CTCs (10)) no

(9) Las empresas que cobran los CTCs venden más del 90 por 100 de la energía que se negocia en el mercado. Una de ellas (Endesa) acumula por sí sola una cuota de mercado de más del 40 por 100, mientras que otra (Iberdrola) suele alcanzar una participación cercana al 30 por 100. Por tanto, a estas compañías les sobra capacidad para condicionar la evolución del mercado mediante sus estrategias (véase CNE (2000b)).

(10) En aquellos momentos, el cobro de la compensación dependía de la decisión que tomaran los organismos europeos de defensa de la competencia. Finalmente, se dio luz verde al pago de los CTCs, pero antes de que se emitiera el dictamen, y para asegurarse de que era favorable, el gobierno decidió volver al sistema en el que todo el importe abonado en concepto de CTCs tecnológicos



se pronosticó a la hora de establecer las tarifas, y fue el principal responsable de que a la hora de proceder al pago de los costes que se debían retribuir mediante los importes recaudados por las mismas no existieran suficientes ingresos para ello, ni aún dejando de abonar todos los CTCs por diferencias previstos inicialmente (11). Apareció así el «déficit tarifario», que obligó a modificar la regulación del sector para habilitar un procedimiento que permitiera determinar qué agentes lo debían financiar y qué aportación tenía que realizar cada uno.

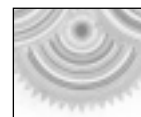
El déficit tarifario se repercute a las empresas que tienen derecho al cobro de CTCs mediante unos porcentajes que reflejan la participación de cada compañía en el importe total percibido hasta el año anterior por todas ellas (véase Cuadro 2). De este modo, las empresas que colocan su producción en el mercado a un precio medio más elevado son las que realizan una mayor aportación a la cobertura del déficit, pues los ingresos que obtienen vendiendo su energía por

se determina por diferencias (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 CTCs).

(11) En el año 2000, esa cantidad no fue muy elevada porque aún estaba vigente la obligación legal de dedicar al pago de los CTCs tecnológicos el 4,5 por 100 de los ingresos totales obtenidos mediante las tarifas. Por tanto, el importe que se podía utilizar como «colchón» era relativamente escaso.

CUADRO 2 PORCENTAJES DE ASIGNACIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO					
	1998	1999	2000	2001	2002 (P)
Iberdrola	27,10	27,10	30,91	38,61	41,38
Endesa	51,20	51,20	53,65	46,18	44,52
Unión Fenosa	12,90	12,90	9,18	11,07	10,56
Hidrocantábrico	5,70	5,70	4,06	2,69	1,70
Elcogás	3,10	3,10	2,21	1,46	0,78
Viesgo				1,05	

(P): Previsión.
Fuente: Unda (2002).



COLABORACIONES

encima de 6 ptas/KWh se descuentan de los CTCs pendientes de cobro y aumentan la cantidad ya recibida.

La contribución que hace cada empresa a la cobertura del déficit se suma al importe de los CTCs pendientes que le corresponden, aunque ello no le garantiza su recuperación porque, como explicamos anteriormente, las cantidades asignadas en concepto de CTCs son valores máximos y su percepción está limitada en el tiempo (hasta 2010). Por tanto, el procedimiento de reparto del déficit tarifario reduce los incentivos para conseguir precios superiores a 6 ptas/KWh, ya que si una compañía rebasa este umbral, por una parte, amplía sus ingresos porque logra adelantar el cobro de la compensación pendiente pero, por otra, se produce un aumento del porcentaje que ha de aportar a la cobertura del déficit, y ello reduce sus ingresos e incrementa el saldo pendiente de cobro.

4. El déficit tarifario y los incentivos de los productores que acuden al mercado

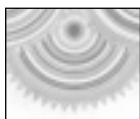
Como mencionamos antes, el déficit tarifario no apareció hasta 2000. En los dos años anteriores, los ingresos proporcionados por las tarifas integrales y de acceso fueron suficientes para retribuir todos los costes imputados a las mismas. Además, al realizar la liquidación por diferencias para abonar la compensación por CTCs 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 venta de electricidad, pero se reduce la que cobran por diferencias (12) sin que quepa la posibilidad de recuperar la disminución, pues el saldo total pendiente de cobro se aminora 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 CTCs, pues en ese caso, el incremento de ingresos conseguido 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 CTCs 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 entre las compañías que perciben la compensación.

El hecho de que los incentivos generados por el pago de los CTCs 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 estrategia 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 CTCs que le correspondía (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 CTCs, 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 CTCs 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 (Gráfico 3) se sitúan en torno a los porcentajes asignados para el reparto de los CTCs, 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 CTCs).

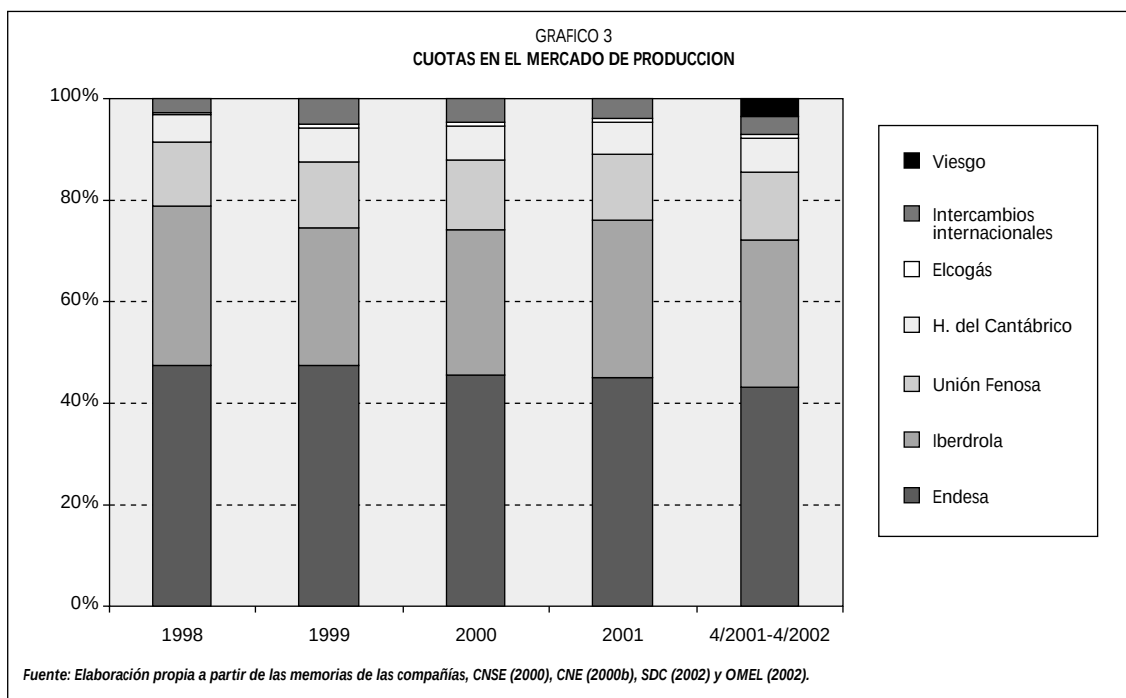
Sin embargo, en el año 2000 las circunstancias cambiaron. Como explicamos anteriormente, las empresas que venían cobrando los CTCs empezaron a temer que la Comisión Europea les impidiera seguir percibiéndolos. Ante esta posibilidad, les interesaba aumentar los precios de las ofertas, pues aunque rebasasen el umbral de 6 ptas/KWh sólo renunciaban a unos ingresos cuyo cobro no parecía garantizado. Este incremento del precio medio de la energía adquirida en el mercado fue el principal causante de la aparición del déficit tarifario, que acrecentó la incertidumbre con respecto al cobro del resto de la compensación porque impedía abonar las cantidades determinadas por diferencias. Por tanto, la estrategia consistente en vender por encima de las 6 ptas/KWh seguía pareciendo adecuada, ya que aseguraba la percepción de unos ingresos que por la vía de los CTCs podían no llegar nunca.

A principios de 2001, la Comisión Europea aprobó el pago de los CTCs, y durante los prime-



COLABORACIONES

(12) El precio medio que se emplea para estimar el coste de la energía adquirida en el mercado se suele situar en torno a las 6 ptas/KWh establecidas como umbral.

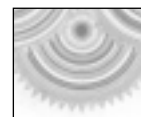


ros meses del año se registraron precios bajos. Sin embargo, desde mediados de 2001 se volvió a producir un incremento de los precios. Es probable que las empresas receptoras de la compensación pensasen que, incluso disponiendo de una cuota de mercado inferior a su participación en los CTCs, les convenía 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 les acabase proporcionando 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 mismo 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 con-

siguiendo 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 CTCs. 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 CTCs para reducir los correspondientes a aquellos productores a los que les quedaba un menor saldo pendiente de cobro. La finalidad de estas medidas era atenuar los incentivos que animaban a las compañías receptoras de CTCs a elevar los precios medios del mercado por encima de 6 ptas/KWh. No obstante, es probable que apenas hayan influido sobre el comportamiento de esas empresas (de hecho, los precios medios del mercado han seguido subiendo).

Mientras subsista el déficit tarifario, la disminución de los porcentajes que se utilizan para repartir los CTCs no afecta a los ingresos de las compañías que tienen derecho a cobrar la compensación, pues como no se recaudan suficientes ingresos para abonarla, dichos porcentajes sólo indican la participación de cada empresa en un saldo pendiente que no se puede cobrar (y que sigue creciendo como consecuencia de la agregación de las cantidades aportadas a la financiación del déficit).



COLABORACIONES

Los efectos del procedimiento que se aplica 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 supone más ingresos pero, al mismo tiempo, conlleva una mayor contribución a la financiación del déficit, los productores tendrán menos incentivos para desarrollar una estrategia que les permita rebasar ese umbral. Sin embargo, el efecto final de esa estrategia sobre sus beneficios depende de factores muy complejos.

1. El volumen económico de las transacciones que se negocian en el mercado es muy superior al importe del déficit tarifario. Por tanto, puede ocurrir que aunque un productor disponga de una cuota de mercado inferior al porcentaje que determina su participación en la cobertura de dicho déficit, sea capaz de obtener más beneficios mediante precios elevados que mediante una disminución de su aportación al déficit.

2. Puede llegar un momento en que si el déficit tarifario crece y la participación de un productor en la financiación del mismo se sitúa muy por encima de su cuota de mercado, a éste ya no le interese seguir cobrando precios medios superiores a 6 ptas/KWh. Sin embargo, a las empresas que dispongan de una cuota de mercado inferior al porcentaje que determina su contribución al déficit sí les puede 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, el productor que perdió los incentivos para vender a más de 6 ptas/KWh podría recuperarlos (13). Así pues, los precios se mantendrían altos y el déficit tarifario subsistiría.

3. Aunque la principal causa del déficit tarifario es el ascenso del precio de la electricidad

negociada en el mercado, hay otros factores capaces de provocarlo: cualquier disminución de ingresos o aumento de costes que no se incluyera entre las previsiones realizadas a la hora de establecer la tarifa puede contribuir a la aparición de déficit. Así pues, el importe total del déficit es incierto, y la cuantía final del mismo no depende solamente de la estrategia que sigan los productores que operan en el mercado. Supongamos que el precio medio de venta se sitúa en torno al valor que se pronosticó al establecer las tarifas, pero que se registra cualquier otra diferencia entre los costes e ingresos previstos y los valores reales de los mismos. Ello puede impedir el pago de la compensación que se liquida por diferencias y, si se produce déficit, las empresas que se han quedado sin cobrarla estarían obligadas a aportar una cierta cantidad para su financiación. Por tanto, parece que la incertidumbre sobre la evolución de algunos de los parámetros que determinan el importe final de los ingresos y los costes, o las dudas sobre la capacidad de las tarifas para proporcionar suficientes ingresos cuando el gobierno no se muestra proclive a aumentarlas, pueden animar a los productores que perciben los CTCs a elevar los precios de sus ofertas.

5. Conclusiones

La aparición del déficit tarifario desde principios de 2000 ha venido a complicar todavía más el análisis de la evolución del mercado de producción, pues a la compleja relación que existe entre los precios que se determinan en el mismo y las cantidades abonadas en concepto de CTCs, se ha añadido desde entonces un elemento nuevo. El déficit tarifario no parece un fenómeno coyuntural. Por el contrario, tiende a mantenerse a lo largo del tiempo y, según parece, lo más probable es que su propia persistencia pueda estar evitando su desaparición.

Además, tanto las estrategias que surgen en torno al cobro de la compensación por CTCs, como los incentivos que se derivan de la financiación del déficit tarifario, aumentan la incertidumbre sobre la evolución de los precios que se determinan en el mercado de producción, y ello afecta negativamente a las expectativas de las compañías que pudieran estar interesadas en incorporarse a él.



COLABORACIONES

(13) Tengamos en cuenta que, con la estructura de mercado actual, es prácticamente imposible que los dos grandes productores se encuentren al mismo tiempo en una situación como la que estamos planteando. No obstante, es necesario indicar que, para que nuestro razonamiento siga siendo válido, hace falta que las empresas que contribuyen a la financiación del déficit tarifario (las que cobran los CTCs) continúen concentrando un elevado porcentaje de las ventas que se llevan a cabo en el mercado de producción, y que dos de ellas dispongan 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.

La eliminación de los umbrales de consumo que han de alcanzar los usuarios para disfrutar de la posibilidad de elegir proveedor convertirá a todos los abonados españoles en consumidores cualificados el 1 de enero de 2003. La generalización de la capacidad de elección obliga a modificar tanto el procedimiento de cálculo como la estructura de las tarifas integrales y de acceso para adaptarlas a la nueva situación. El gobierno debería aprovechar esta reforma para acabar con los incentivos que fomentan el establecimiento de precios superiores a 6 ptas/KWh y favorecen la aparición y la persistencia del déficit tarifario.

Bibliografía

1. CNE (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. Comisión Nacional de la Energía.
2. CNE (2000b): *Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de Endesa, S.A. e Iberdrola, S.A.* Madrid. Comisión Nacional de la Energía.
3. CNSE (2000): *El funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998*. Madrid. Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
4. LOPEZ, J. (2000a): «La regulación de los ingresos de las compañías eléctricas en el camino hacia la liberalización», *Hacienda Pública Española*, volumen 3, número 154, páginas 105-126, Madrid.
5. LOPEZ, J. (2000b): «La determinación de los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español», *Boletín Económico de ICE*, número 2650, páginas 19-28, Madrid.
6. LÓPEZ, J. (2000c): «Los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español», *Revista Asturiana de Economía*, número 19, páginas 127-154, Madrid.
7. OMEL (2002): *OMEL y el mercado de electricidad*. Madrid: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad.
8. SDC (2002): Informe del Servicio de Defensa de la Competencia. N-227: Iberdrola Generación / Guadalcañín Energía / Enron España Generación. Madrid. Servicio de Defensa de la Competencia.
9. UNDA, J.I. (2002): *El déficit tarifario*. Madrid: Comisión Nacional de la Energía.
10. UNESA (2002): *Memoria Estadística. Informe sobre las actividades eléctricas*. Madrid: Asociación Española de la Industria Eléctrica.



COLABORACIONES



Asociación Española de Economía
y Finanzas Internacionales



Ciudad Real

VIII JORNADAS DE ECONOMÍA INTERNACIONAL

Ciudad Real, 25, 26 y 27 de junio de 2003

Solicitud de trabajos

La Asociación Española de Economía y Finanzas Internacionales y la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad de Castilla-La Mancha en Ciudad Real, organizan las VIII Jornadas de Economía Internacional, que tendrán lugar los días 25, 26 y 27 de junio de 2003.

Las Jornadas de Economía Internacional están abiertas a la participación de investigadores en las distintas áreas de la Economía Internacional. El Comité Organizador solicita el envío de trabajos, originales y no publicados, para su exposición en las Jornadas. Los trabajos se enviarán por correo electrónico, **en formato PDF** y antes del **15 de marzo de 2003**, a la atención del Secretario del Comité Científico, Simón Sosvilla Rivero. En función del tema, los trabajos se enviarán a una de las direcciones siguientes:

- Jornadas.comteo@fedea.es - Comercio e integración (aspectos teóricos)
- Jornadas.comapli@fedea.es - Comercio e integración (aplicaciones empíricas)
- Jornadas.macteo@fedea.es - Macroeconomía abierta y finanzas internacionales (aspectos teóricos)
- Jornadas.macapli@fedea.es - Macroeconomía abierta y finanzas internacionales (aplicaciones empíricas)

Los trabajos que se reciban serán sometidos a un proceso de evaluación por parte del Comité Científico, cuyas decisiones se comunicarán no más tarde del **30 de abril de 2003**.

La información referente a las Jornadas se podrá consultar en la página web <http://www.uclm.es/viii Jornadas>. Para cualquier aclaración adicional, se ruega contactar con el Comité Organizador en la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de Ciudad Real, en las direcciones de correo electrónico oscar.bajo@uclm.es (Oscar Bajo Rubio) o carmen.diazroldan@uclm.es (Carmen Díaz Roldán).