

# La determinación de los Costes de Transición a la Competencia en el sector eléctrico español

JULIÁN LÓPEZ MILLA\*

*En este trabajo se exponen las razones que explican por qué las empresas productoras de electricidad van a percibir una retribución en concepto de Costes de Transición a la Competencia, y se revisan los argumentos en que se apoya el debate teórico que se ha originado en torno al pago de este tipo de compensaciones. A continuación, se examina el procedimiento que se ha empleado para calcular el importe que van a ingresar las compañías eléctricas españolas y se analiza cómo influye la forma de cobro en la cuantía que van a recibir finalmente.*

*Palabras clave: desregulación, industria eléctrica, análisis de costes, precios de la energía.*

*Clasificación JEL: L94.*

## 1. Introducción

Durante los últimos años, se ha ido ampliando la lista de los gobiernos que están promoviendo una profunda transformación del sector eléctrico. La finalidad de estos cambios es la de impulsar la liberalización del sector y, para ello, tratan de introducir mecanismos de mercado en la determinación de los precios e intentan fomentar la competencia en aquellos ámbitos en los que es posible.

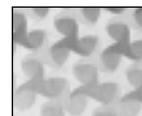
Desde el 1 de enero de 1998, el sector eléctrico español también está experimentando importantes cambios, que se iniciaron con la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE) y la entrada en vigor de la normativa que ha desarrollado los preceptos contenidos en dicha Ley. El nuevo marco regulador pretende acabar, al menos parcialmente, con la integración vertical que existió durante el período previo, en

el que el sector eléctrico español se organizaba en torno a un conjunto de compañías que se denominaban *subsistemas*. Estas empresas generaban electricidad en sus propias centrales y se encargaban también de la distribución y del suministro a los consumidores finales (1). Para transportar la energía desde las unidades de producción hasta sus redes de media y baja tensión utilizaban los servicios de Red Eléctrica de España (REE), una compañía controlada por el Estado

(1) Normalmente, las actividades que realizan las compañías eléctricas se clasifican del siguiente modo:

- Producción: consiste en la utilización de los recursos energéticos naturales o alguna transformación de los mismos para la generación de electricidad de alto voltaje.
- Transporte: se basa en trasladar la electricidad desde la planta generadora hasta las redes locales a través de unos cables que permiten la circulación a alta tensión.
- Distribución: consiste en trasladar la electricidad desde la red de alta tensión hasta el consumidor final. Esta operación requiere la utilización de un transformador que reduzca el voltaje, colocándolo a los niveles requeridos por el usuario.
- Suministro: esta actividad engloba todas las operaciones relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales (adquisición al por mayor, contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro).

\* Departamento de Análisis Económico Aplicado. Universidad de Alicante.



COLABORACIONES

que se encargaba del transporte a alta tensión y de coordinar la explotación del conjunto del sistema eléctrico (2). Además, existía una empresa que tenía la categoría de «productor no incluido en ningún subsistema»: se trataba de ENDESA, que se dedicaba únicamente a la generación y no vendía su electricidad a los consumidores finales, sino a los subsistemas (no obstante, al mismo tiempo, ENDESA era accionista mayoritario de algunos de ellos).

La regulación que establecía la retribución que percibían todas estas compañías constituía lo que se conoce como *Marco Legal Estable* (3): un sistema de cálculo de los ingresos que debían percibir las empresas del sector eléctrico para compensarlas por los costes en que incurrieran como consecuencia de su participación en el proceso que permitía abastecer de electricidad a los consumidores. Salvo en el caso de REE, que recibía un porcentaje de los ingresos totales proporcionados por la tarifa eléctrica, esa retribución se basaba en unos valores estándares que fijó el gobierno cuando el sistema se aplicó por primera vez (en 1988). Estos importes iniciales se actualizaban cada año y, a continuación, se agregaban para calcular la cuantía que se debía recaudar a través de las tarifas que pagaban los consumidores. Al aplicar estas tarifas a sus clientes, cada subsistema obtenía una parte de los ingresos totales que, normalmente, no coincidía con el valor estándar de los costes reconocidos por la regulación, pues la tarifa era única a nivel nacional y, al mismo tiempo, los diversos subsistemas tenían parques de generación muy diferentes, abastecían a mercados muy distintos, y la composición de sus carteras de

clientes también era muy dispar. Para igualar la retribución final que percibía cada empresa a los costes que le reconocía el Marco Legal Estable se ponía en marcha un sistema de compensaciones que daba lugar a una serie de cobros y pagos entre subsistemas (4), aunque estos cobros y pagos permitían pequeñas diferencias entre los ingresos recaudados por medio de la tarifa y los importes reconocidos por la regulación.

Para romper la integración vertical que existió durante la vigencia del Marco Legal Estable, la nueva regulación establece algunas reglas que tratan de garantizar la separación jurídica y/o contable de las actividades desarrolladas por las compañías eléctricas. Con este fin, define cada una de esas actividades y las clasifica 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 (5)).

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 deben realizarla 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 (6).

(2) Aunque las redes de alta tensión de REE son fundamentales para el transporte de electricidad, debemos dejar constancia de que las compañías de distribución también poseen algunas líneas de alta tensión.

(3) Véase el Real Decreto 1538/87 de 11 de diciembre de 1987 (BOE, 16 de diciembre de 1987). Véanse también la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 30 de diciembre), la Orden Ministerial de 30 de diciembre de 1987 (BOE, 31 de diciembre), la Orden Ministerial de 19 de febrero de 1988 (BOE, 26 de febrero de 1988), la Orden Ministerial de 9 de mayo de 1988 (BOE, 16 de mayo de 1988), la Orden Ministerial de 19 de diciembre de 1988 (BOE, 27 de diciembre de 1988), la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993), y la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre de 1995).

(4) ENDESA no participaba en las compensaciones porque sólo vendía electricidad a los subsistemas. El coste de la energía que les suministraba, determinado a partir de los correspondientes valores estándares, se agregaba a los demás costes reconocidos por la regulación. Así pues, el importe que recaudaban los subsistemas también incluía la participación de esta empresa en los ingresos proporcionados por la tarifa. ENDESA recibía esta cantidad a través de unos pagos periódicos realizados por los subsistemas.

(5) Estos umbrales se van rebajando con el paso del tiempo para que se incremente el número de consumidores que pueden elegir suministrador.

(6) Cuando la Ley del Sector Eléctrico entró en vigor, los subsistemas operaban tanto en el ámbito de la distribución como en el



COLABORACIONES

Los ingresos de las empresas que realizan actividades reguladas son establecidos cada año por el gobierno. El procedimiento que emplea para determinar la cantidad que le corresponde a cada una de ellas se conoce de antemano porque está recogido en la normativa que establece la regulación del sector. Como los precios que cobran estas compañías no responden al nivel de ingresos que ha de percibir cada una, sino que son los mismos en todo el territorio nacional (las tarifas las fija el gobierno), 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.

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 de nueva creación (comenzó a funcionar el 1 de enero de 1998). Las compañías que generan electricidad la venden en este mercado, en el que presentan cada día sus ofertas para atender la demanda del día siguiente. La empresa 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 autorizados para ello) y, como resultado de la casación, todos los productores reciben

---

de la generación, así que se ha establecido un plazo, que acaba el 31 de diciembre del año 2000, para que lleven a cabo la separación jurídica de ambas actividades. Hasta el momento en que sea efectiva dicha exigencia, las compañías afectadas deben llevar contabilidades distintas para las dos actividades. Esta obligación se extiende a las empresas que sólo realizan actividades reguladas (que tienen que separar los ingresos y costes imputables a sus operaciones de transporte, distribución y venta a tarifa) y a las que únicamente desarrollan actividades no reguladas (que deben separar los ingresos y costes ocasionados por sus operaciones como productores y comercializadores, así como los derivados de cualquier otra actividad que lleven a cabo dentro o fuera de España).

el precio marginal (el que solicita aquél que consigue vender la energía a un precio más alto) más un pago por garantía de potencia que depende de la disponibilidad de sus instalaciones. Además, las compañías que poseen instalaciones de generación que estuvieron sujetas al Marco Legal Estable tienen derecho a recibir un pago adicional en concepto de *Costes de Transición a la Competencia*. La finalidad de esta retribución es compensar la disminución de ingresos que pueden verse obligadas a afrontar como consecuencia de la creación del mercado mayorista, en el que la presión de la competencia debería de conducir a unos precios que les proporcionasen unos ingresos más bajos que los que obtenían con el anterior régimen retributivo. En este trabajo se van a revisar los principales aspectos del debate teórico que origina el pago de este tipo de compensaciones y, a continuación, se examinará el procedimiento que se ha empleado para calcularlas.

## 2. Los costes varados como justificación del pago de compensaciones por transición a la competencia

La existencia de un sistema de compensaciones que proporcione una corriente de ingresos a las compañías que generan electricidad se justifica por la aparición de «costes varados» (*stranded costs*). Estos costes surgen cuando, como consecuencia de la alteración del marco regulador y el paso a un régimen competitivo, las empresas se encuentran con dificultades para recuperar los gastos ocasionados por algunas de las inversiones realizadas en el pasado, pues la entrada de nuevos productores que podrán emplear tecnologías más eficientes y no tendrán que recuperar estos costes puede dar lugar a unos precios más bajos que los garantizados por la anterior regulación (Lasheras, 1996).

Entre los costes varados se incluyen los ocasionados por la construcción de equipos no amortizados que no pueden producir electricidad a un precio inferior al que determina el mercado, pero también se suelen agregar los originados por el mantenimiento de ciertas obligaciones impuestas por la Administración, como la utiliza-



COLABORACIONES

ción de energías renovables, la adquisición de combustible a través de contratos a largo plazo que garanticen un precio superior al del mercado, o el diferimiento de costes que se trasladan al futuro con el fin de evitar un incremento brusco en las tarifas (Baumol, Joskow y Kahn, 1994). En general, se trata de costes que se habrían recuperado sin dificultades a través de los mecanismos previstos por el anterior marco regulador, pero sobre los que no existe ninguna garantía de recuperación en un entorno competitivo, ya que el precio de mercado puede no proporcionar suficientes ingresos.

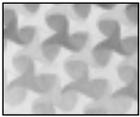
Por tanto, la aparición de los costes varados es la razón de que se pague una compensación a las empresas eléctricas que venían operando bajo el anterior marco regulador, pues, si no se les abonase, la transición hacia un régimen competitivo podría ocasionarles un perjuicio económico. Cuando la liberalización se inicia en un contexto en el que todas las compañías son públicas, lo normal es que no sea necesario establecer un sistema de compensaciones, ya que es el propio Estado el que asume los costes de la alteración del marco regulador. Además, si la liberalización lleva aparejada la venta de las empresas públicas, los compradores privados no incluirán dentro del precio de los activos los importes que no se van a recuperar, y la cantidad que paguen sólo reflejará el flujo de ingresos que esperan conseguir bajo el nuevo régimen competitivo, así que no hará falta abonarles ningún tipo de compensación (7).

Cuando existen empresas privadas, la alteración del marco regulador puede provocar una ruptura del «contrato regulatorio implícito» (*implicit regulatory contract*) que ordena la relación entre las compañías y la Administración (Brennan y Boyd, 1997): bajo la anterior regulación, las empresas no podían conseguir las máximas ganancias (las propias de una situación de oligopolio o monopolio), pero, a cambio, la Administración les aseguraba la

recuperación de los costes en que incurriesen y les garantizaba que su nivel de beneficios no se vería afectado por ciertas situaciones de riesgo o incertidumbre. Si la modificación del marco regulador conduce a un régimen competitivo, en el que no se asegura la recuperación de los costes, será necesario arbitrar algún mecanismo para que las empresas ingresen las cantidades que van a dejar de percibir, ya que, en caso contrario, se estará rompiendo el contrato implícito que regulaba las relaciones entre las compañías y la Administración.

Baumol y Sidak (1995) han hecho hincapié en las consecuencias que puede tener la falta de un sistema que garantice unas compensaciones adecuadas. Estos autores consideran que, si la Administración no respeta sus compromisos, las empresas no volverán a confiar en que se cumplan, y se mostrarán más cautas a la hora de acometer nuevas inversiones, lo que provocará una disminución de la calidad del servicio que reciben los consumidores. Este temor se extenderá por los mercados de capitales, que considerarán que el equilibrio económico-financiero del sector eléctrico puede estar condicionado por los cambios que impone la Administración, así que reducirán la financiación que le proporcionan y exigirán una mayor prima de riesgo, lo que agravaría aún más las dificultades que deben afrontar las compañías que no pueden recuperar sus costes varados. Además, si estas empresas no reciben una compensación apropiada, se puede aminorar la eficiencia productiva del conjunto del sector, porque aunque dispongan de instalaciones que sean capaces de generar una electricidad más barata que la ofrecida por los nuevos productores, pueden verse desplazadas por éstos, que estarán libres de costes varados y disfrutarán de una situación financiera más saneada. Así pues, cabe la posibilidad de que, a largo plazo, los consumidores sean abastecidos por una combinación de instalaciones que no coincida con la que les habría permitido conseguir un suministro más barato.

A pesar de los anteriores argumentos, el pago de compensaciones a las empresas afectadas por una alteración del marco regulador se ha revelado



COLABORACIONES

(7) En Inglaterra y Gales, se produjo una situación de este tipo: las empresas se privatizaron cuando ya se había iniciado la liberalización del sector, de modo que fue el Estado el que soportó, a través de un menor precio de venta, los perjuicios económicos originados por la modificación del marco regulador.

como una cuestión controvertida y ha suscitado un gran debate allí donde se ha planteado (Brennan y Boyd, 1997). Generalmente, el importe de los costes varados es muy elevado, y la discusión sobre los mecanismos que pueden facilitar su recuperación se suele plantear como un «juego de suma cero», en el que las cantidades que perciben las compañías acaban saliendo del bolsillo de los consumidores. Además, algunos autores han cuestionado la necesidad de establecer tales mecanismos.

Por ejemplo, Stelzer (1994) ha señalado que ninguna norma es eterna. Por tanto, las empresas siempre deben tener en cuenta la posibilidad de que se produzcan cambios en la regulación, y más aún cuando se está desarrollando un amplio proceso de liberalización a nivel mundial. A su juicio, una compañía eficiente que sepa aprovechar las oportunidades que ofrece este proceso de liberalización económica no sólo será capaz de mantener sus posiciones en el sector en que haya operado tradicionalmente, sino que también podrá penetrar en nuevos mercados y diversificar sus actividades para introducirse en otros sectores.

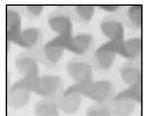
Studness (1995) ha hecho hincapié en la necesidad de examinar las inversiones que dan lugar a los costes varados, para determinar si obedecieron a unas necesidades reales. Este autor ha demostrado que ya existía un importante exceso de capacidad cuando se construyeron algunas de las centrales nucleares que existen actualmente en Estados Unidos, y ha señalado que los costes ocasionados por la construcción de tales instalaciones no se deberían considerar a la hora de calcular las compensaciones a las que puedan tener derecho las empresas productoras.

Por su parte, Navarro (1996) ha subrayado que el pago de compensaciones pone en manos de las compañías receptoras unos ingresos que pueden ser utilizados para establecer barreras que obstaculicen la entrada de nuevos productores, o para competir en el mercado por medio de plantas obsoletas que habrían sido inmediatamente amortizadas si no se hubiera establecido ese sistema de compensaciones. Sin embargo, Joskow (1996) ha rechazado estos argumentos. Este autor considera que, cuando el

importe de los pagos se calcula por medio de un procedimiento apropiado, ninguna de las empresas que los reciben se encuentra en una posición ventajosa para competir con las demás. Joskow indica que si las compañías productoras venden su energía en un mercado competitivo que funciona correctamente, las ofertas que presenten dependerán únicamente de sus costes evitables, y el resultado de la pugna entre las empresas presentes en ese mercado no se verá condicionado por unos pagos que sólo garantizan la recuperación de inversiones realizadas en el pasado. No obstante, la argumentación de Joskow no excluye la posibilidad de que las compensaciones puedan interferir en el funcionamiento del mercado, pues, si no están bien calculadas y proporcionan demasiados ingresos, los productores que las reciban podrán apoyarse en ellas para presentar ofertas a un precio inferior al coste evitable.

Por consiguiente, al margen del debate sobre la conveniencia de abonar tales compensaciones, emerge otro bien distinto acerca de cuál es el método que se debe emplear para determinar el importe de las mismas. En términos generales, podemos distinguir dos tipos de procedimientos:

a) Los que se emplean para calcular de antemano la cuantía total de las compensaciones (*up-front*). En estos casos, el importe que van a percibir las empresas se determina a la vez que se inicia la transición hacia un régimen competitivo. La ventaja de este tipo de procedimientos es que cada compañía conoce perfectamente la cantidad que va a recibir, así que el cobro de las compensaciones no introduce ningún tipo de incertidumbre en su actuación. Sin embargo, estos métodos tienen el inconveniente de que no se puede saber de antemano cuál va a ser el nivel de ingresos que van a conseguir a través del mercado. Por tanto, el importe de las indemnizaciones se tiene que calcular a partir de previsiones sobre la evolución del consumo, las ventas que van a efectuar las compañías implicadas y el precio que va alcanzar su producción en el mercado. Todas estas estimaciones estarán sujetas a errores, y ello puede dar lugar a enormes diferencias entre la cantidad determinada a priori y la suma que debieran haber recibido si las compensaciones se hubiesen hallado a partir de los datos reales.



COLABORACIONES

Estos problemas se pueden evitar si se calcula el valor de mercado de los activos fijos procedentes del período anterior mediante una subasta que revele el precio que estaría dispuesto a pagar un comprador que estuviera interesado en adquirir tales activos bajo el nuevo marco regulador. Sin embargo, para que esta solución proporcionase unos resultados verdaderamente significativos, sería necesario que existiera un mercado de compraventa de activos de generación que estuviese bastante desarrollado, pues, en caso contrario, la subasta no sería competitiva, y las empresas que acudieran no dispondrían de suficiente información sobre el valor de los activos, lo que podría introducir un sesgo a la baja en el precio, y ello daría lugar a unas compensaciones excesivamente elevadas.

b) Los que se utilizan para ir ajustando gradualmente el importe de las compensaciones (*on-going*). Cuando se emplean estos métodos, se toma como punto de partida una cifra aproximada que se va adaptando a la evolución del mercado competitivo y a los cambios que se producen en las variables que pueden influir sobre la recuperación de los costes ocasionados por las inversiones pasadas. Estos procedimientos tienen dos inconvenientes fundamentales: generan incertidumbre porque las empresas no conocen de antemano el importe de las compensaciones (8), y suponen una mayor complejidad porque es necesario establecer mecanismos para revisar periódicamente la cantidad establecida. Sin embargo, frente a los métodos *up-front*, los procedimientos *on-going* tienen la ventaja de que permiten un cálculo más exacto, ya que proporcionan un resultado más ajustado al verdadero valor de los costes varados. De este modo, se evita el pago de unas compensaciones excesivas que podrían ser utilizadas para impedir el desarrollo de la competencia en el mercado.

Con independencia de que se utilicen métodos de uno u otro tipo, algunos autores han señalado la conveniencia de aminorar el importe resultante

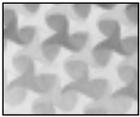
a través de la aplicación de un descuento, ya que ello incentivaría a las empresas para lograr la máxima eficiencia en la gestión de las instalaciones que dan lugar a los costes varados (Ariño, 1997).

### 3. La determinación del importe de los Costes de Transición a la Competencia

En España, los costes varados tienen su origen en el Marco Legal Estable. Esta regulación garantizaba la recuperación del valor estándar asignado a los activos fijos y aseguraba el cobro de una rentabilidad que se calculaba a partir de una tasa aplicada sobre esos valores, que eran determinados por la Administración e incluían, entre otros elementos, el coste de adquisición, las inversiones adicionales, el complemento que se reconoció a las empresas que habían participado en el intercambio de activos que se realizó a mediados de los ochenta y, en algunos casos, parte de los costes financieros generados por la construcción de las centrales («gastos financieros activados»). Para evitar bruscos incrementos de las tarifas, el valor estándar se recuperaba a través de un procedimiento que difería el cobro de una parte de los ingresos correspondientes a los primeros años del período que seguía a la entrada en funcionamiento de las instalaciones. Sin embargo, la nueva regulación ha establecido que los productores que deseen vender su electricidad deben acudir a un mercado mayorista que empezó a funcionar el 1 de enero de 1998, así que no existe ninguna garantía sobre la recuperación del valor de las inversiones. Esta es la razón de que se haya dispuesto que las compañías afectadas deben percibir una compensación que cubra la diferencia entre el nivel de ingresos que determinaba el Marco Legal Estable y el importe que van a percibir mediante las ofertas que realicen en ese nuevo mercado.

#### 3.1. Los procedimientos de cálculo

La Ley del Sector Eléctrico establece que el *importe máximo* de los Costes de Transición a la Competencia asciende a casi dos billones de pesetas, aunque esta cifra incluye periodificaciones y



COLABORACIONES

(8) Además, durante el período en que se perciben las compensaciones puede producirse un cambio en los criterios que determinan los cálculos concretos. Así, por ejemplo, una modificación del peso que se asigna a cada variable a la hora de hallar el importe exacto de las compensaciones podría provocar una alteración sustancial de las cantidades entregadas.

ajustes correspondientes al año 1997 (68.706 millones de pesetas) y la cantidad destinada a compensar a los productores por la utilización de carbón nacional (295.276 millones de pesetas). Al restar el importe de estas dos partidas se obtiene el valor máximo de la «retribución básica por tecnologías», que es la compensación dirigida a cubrir los costes varados ocasionados por las inversiones en activos fijos: 1.624.579 millones de pesetas. Este importe es el que resulta de la aplicación del denominado *procedimiento detallado*, que determina el valor de los costes varados mediante la diferencia entre los ingresos que habría conseguido cada instalación si se hubiera mantenido el Marco Legal Estable y los que va a poder lograr en el mercado de producción. Después se aplica un coeficiente corrector del 32,5 por 100 que aminora las cantidades obtenidas. El valor de este coeficiente, que reduce la diferencia inicialmente calculada con el fin de incentivar a las empresas para que gestionen eficientemente sus plantas de generación, se ha graduado de forma que el resultado generado por el *procedimiento detallado* se acomode al que ofrece el *procedimiento general* (1.629.206 millones de pesetas). Por tanto, aunque la cifra reconocida como cuantía máxima sea la que proporciona aquél método, este último ha tenido una influencia decisiva a la hora de establecerla.

a) El *procedimiento general*. Básicamente, consiste en el cálculo de la diferencia entre el valor neto contable de los activos de generación y el valor de mercado de dichos activos (9). La primera de estas dos partidas se obtuvo a partir de la información proveniente de los balances de las compañías, tomados a 31 de diciembre de 1995. La determinación del valor de mercado planteó mayores problemas, pues era necesario emplear un precio de referencia. Para ello, se calcularon los costes de instalar y utilizar un *parque de generación óptimo* (10) que fuese capaz de atender la

demanda de los consumidores españoles con un margen de seguridad del 10 por 100, y se adoptó el supuesto de que el precio medio del mercado mayorista se igualaría al coste total medio de cada KWh generado por dicho parque durante un período idéntico a la vida útil residual media de las instalaciones realmente existentes (5,91 años según la Memoria Económica del Proyecto de Ley). Los resultados de estos cálculos fueron los siguientes:

- Coste fijo medio del parque de generación óptimo: 2,16 ptas/KWh.
- Coste variable medio del parque de generación óptimo: 3,79 ptas/KWh.
- Coste total medio del parque de generación óptimo: 5,95 ptas/KWh.
- Precio medio del mercado mayorista: 5,95 ptas/KWh.

Las productores dedicarían una parte de los ingresos a cubrir los costes variables y el resto se destinaría a recuperar los costes fijos. La compensación que deberían percibir las empresas se obtiene como diferencia entre el valor neto contable y el importe recaudado a través del mercado.

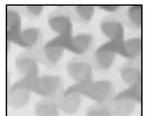
Al determinar el volumen de ingresos que obtendrán las compañías que van a recibir la compensación se empleó una estimación de la demanda que van a tener que atender. Para ello, se asumió la hipótesis de que el incremento de la electricidad generada por las instalaciones pertenecientes al denominado *régimen especial* (11) (no incluidas entre las beneficiarias de Costes de Transición a la Competencia) será suficiente para cubrir el crecimiento de la demanda. Por tanto, se supuso que las empresas que van a ingresar la compensación no van a aumentar su producción con respecto a la del año base.

estaría constituido, a partes iguales, por centrales de gas de ciclo combinado y centrales de carbón importado.

(11) Están incluidas en el régimen especial las instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW y pertenecen a auto-productores que generan electricidad a partir de actividades no eléctricas (cogeneradores), o utilizan alguna energía renovable no consumible, residuos urbanos, biomasa o cualquier otro tipo de biocarburante. También pertenecen al régimen especial las unidades que producen electricidad desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos agrícolas, ganaderos y de servicios, siempre que su potencia instalada no supere los 25 MW y tengan un alto rendimiento energético.

(9) El procedimiento utilizado se describe en la Memoria Económica que acompañó al Proyecto de Ley del Sector Eléctrico que presentó el gobierno al Parlamento en septiembre de 1997. También se puede acudir al documento «La transición a la competencia y las empresas eléctricas», elaborado por la CNSE (1997).

(10) Se le denomina así porque se supone que este parque de generación permitiría atender la demanda mediante las tecnologías que se consideran más eficientes. Según la Memoria Económica,



COLABORACIONES

Además, para hallar el importe de la compensación fue necesario actualizar todos los flujos monetarios mediante una tasa de descuento, así que el resultado final se obtuvo a través de las operaciones indicadas en la siguiente expresión:

$$RBT = VNC - \sum_{t=1}^{vu} (PM - CV) \cdot PI \cdot (1 + D_g - D_{re})^t \cdot (1 + td)^{-t}$$

donde:

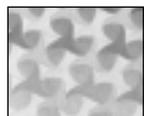
- RBT = Retribución básica por tecnologías.
- VNC = Valor neto contable de los activos de generación.
- PM = Precio medio del mercado mayorista.
- CV = Coste variable medio de los activos de generación existentes.
- PI = Producción inicial de las empresas receptoras de CTCs.
- $D_g$  = Incremento de la demanda total, en tantos por uno.
- $D_{re}$  = Incremento de la demanda atendido por los productores del régimen especial.
- td = Tasa de descuento.
- vu = Vida útil residual media de los activos de generación existentes.

este caso, el resultado se determinó actualizando, equipo a equipo, la diferencia entre el flujo de ingresos que habría proporcionado el Marco Legal Estable a las compañías de generación durante el período 1998-2013, y las cantidades que podrán conseguir en el mercado si venden su producción a un precio de 6 ptas/KWh. Para ajustar el importe total al que resulta de la aplicación del procedimiento general, se emplea un coeficiente corrector que aminora esa diferencia en un 32,5 por 100. Este coeficiente, denominado «factor de eficiencia y ajuste», establece la cuantía que las empresas no van a recaudar como consecuencia de los cambios en la regulación. Los demás ingresos reconocidos por el Marco Legal Estable se obtendrán a través del precio de mercado y de la compensación por Costes de Transición a la Competencia. En el Cuadro 2 se presenta un resumen de los cálculos.

Así pues, el *procedimiento detallado* se basa en un principio básico: las empresas tienen derecho a conseguir casi el 90 por 100 de los ingresos que les garantizaba el Marco Legal Estable y, para que los obtengan, es necesario abonarles una retribución complementaria, porque el mercado, por sí solo, no les va a proporcionar esos ingresos.

### 3.2. La forma de cobro de los Costes de Transición a la Competencia

Inicialmente, la Ley del Sector Eléctrico establecía que el importe reconocido en concepto de Costes de Transición a la Competencia sólo era un valor máximo. La cantidad finalmente percibida por las compañías beneficiarias



COLABORACIONES

Si asignamos a cada parámetro el valor que se le atribuye en la Memoria Económica del Proyecto de Ley, los resultados son los que aparecen en el Cuadro 1.

b) El *procedimiento detallado* se empleó para respaldar los resultados obtenidos a través de los cálculos expuestos en las páginas anteriores. En

CUADRO 1 LOS RESULTADOS DEL PROCEDIMIENTO GENERAL SEGUN LA MEMORIA ECONOMICA	
VNC (millones de pesetas) .....	3.006.437,00
Recuperado a través del mercado (millones de pesetas) .....	1.377.230,75
PTI= Producción total inicial (GWh en barras de central) .....	141.400
$P_{re}$ = Participación del régimen especial en la PTI .....	10%
$PI = [PTI - (100 \text{ por } 100 - P_{re})]$ (GWh en barras de central) .....	127.260
$D_g - D_{re}$ .....	0
PM (ptas/KWh) .....	5,95
CV (ptas/KWh) .....	3,79
Td .....	5%
vu (años) .....	5,908252
RBT (millones de pesetas) .....	1.629.206,25

Fuente: Memoria Económica del Proyecto de Ley y CNSE (1997).

CUADRO 2 RESULTADOS DE LOS CALCULOS DEL «PROCEDIMIENTO DETALLADO» (*)				
		Importes no reducidos	Reducción (32,5%)	Importes netos
A. Ingresos según Marco Legal Estable.....	7.365.162			
B. Previsión de ingresos obtenidos en el mercado (precio = 6 ptas./KWh).....	4.958.379			
<b>C. RBT (A - B).....</b>		2.406.783	782.204	<b>1.624.579</b>
D. Periodificaciones y ajustes correspondientes a 1997.....		101.787	33.081	68.706
E. Compensación por el consumo de carbón autóctono.....				295.276
<b>F. TOTAL COSTES DE TRANSICION A LA COMPETENCIA SEGUN LEY DEL SECTOR ELECTRICO (C + D + E)</b>				<b>1.988.561</b>
G. Total ingresos reconocidos Marco Legal Estable [A + D (importe no reducido)].....				7.466.949
H. Total reducción por eficiencia y ajuste.....				815.285
I. Total ingresos recuperados a través de Costes de Transición a la Competencia [C + D (importe neto)].....				1.693.285
J. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE MERCADO (B/G).....				66,40%
K. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA (I/G).....				22,68%
L. PORCENTAJE DE INGRESOS MARCO LEGAL ESTABLE QUE NO SE PERCIBEN (H/G).....				10,92%

(\*) Datos en millones de pesetas de 1997.  
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Memoria Económica del Proyecto de Ley y de UNESA (1999).

dependería del nivel de las tarifas aprobadas por el gobierno, pues las compensaciones se irían calculando como diferencia entre el total de los ingresos recaudados por las empresas de transporte, distribución y suministro a tarifa, y los importes destinados a retribuir todos los costes en que han de incurrir para atender las demandas de los consumidores de electricidad. El período durante el que percibirían tales sumas se limitó a diez años, aunque el gobierno quedaba facultado para reducir su duración. Por tanto, la cifra final no tenía por qué coincidir con el valor máximo que figuraba en la Ley: lo que se aprobó fue un sistema *on-going*, así que el gobierno podría graduar el importe de los pagos para ajustarlo al valor de los costes varados que se fueran observando.

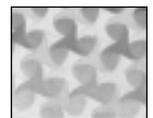
Sin embargo, a finales de 1998 el Parlamento modificó la Ley del Sector Eléctrico para cambiar esta forma de cobro (12). Como consecuencia de estos cambios, el sistema que estuvo vigente durante el primer año del período sólo se aplicará al 20 por 100 de la diferencia entre el valor máximo establecido originalmente y la cantidad percibida durante 1998 (hasta el año 2007, el importe de la compensación se irá calculando como diferencia entre los ingresos proporcionados por las tarifas y la suma destinada a retribuir los costes reconocidos a las compañías del sector). Del 80 por 100 restante, un 16 por

(12) Véase Ley 50/1998, de 30 de diciembre de 1998 (BOE, 31 de diciembre de 1998). Esta modificación reflejaba los términos del acuerdo que pactó el gobierno con las empresas beneficiarias en septiembre de 1998.

100 no se cobrará en ningún caso, y el 64 por 100 que falta se recaudará mediante la afectación de un 4,5 por 100 de los ingresos proporcionados por la venta de energía eléctrica a los consumidores que compran a tarifa. Esta parte de los ingresos va a quedar vinculada al pago de la compensación desde el 1 de enero de 1999 hasta que las empresas reciban ese 64 por 100. Por consiguiente, la modificación de la forma de cobro lleva implícita la garantía de que las compañías productoras percibirán la mayor parte del valor máximo inicial de la «retribución básica por tecnologías» (Cuadro 3).

#### 4. Conclusiones

Las modificaciones que ha experimentado la forma de cobro de los Costes de Transición a la Competencia han alterado las características del procedimiento que se ha empleado para calcularlos, ya que se ha pasado de un sistema en el que la cantidad se iba a determinar a través de un mecanismo *on-going*, a otro en el que la mayor parte de la suma recibida se habrá calculado por medio de un método *up-front*. Así pues, los cálculos que se realizaron para establecer un importe máximo inicial han acabado utilizándose para justificar la mayor parte de la compensación que van a recibir las compañías productoras. De este modo, el valor asignado a los parámetros que se han incluido en los cálculos ha dejado de ser una mera referencia para convertirse en una estimación de la evolución que van a seguir las principales variables. De la diferencia que se observe



COLABORACIONES

CUADRO 3  
IMPORTE DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA TRAS LA MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE COBRO

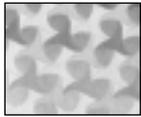
Concepto	Valor en pesetas de 1998 (#)	Valor en pesetas de 1997 (#)
Valor máximo inicial (RBT + periodificaciones y ajustes) .....	1.777.949	1.693.285
Costes de Transición a la Competencia cobrados en 1998 (sin primas por consumo de carbón) .....	167.670	159.686
Importe que se seguirá cobrando «por diferencias» .....	322.056	306.720
Reducción del valor máximo inicial .....	257.645	245.376
Cantidad que se recibirá mediante un 4,5 por 100 de los ingresos .....	1.030.578	981.503
1. Total ingresos reconocidos Marco Legal Estable (*) .....		7.466.949
2. Ingresos recuperados a través del mercado (*) .....		4.958.379
3. Total reducción por eficiencia y ajuste (*) .....		815.285
4. Reducción del valor máximo inicial (*) .....		245.376
5. Nuevo valor máximo (*) .....		1.447.909
6. Nuevo valor mínimo (*) .....		1.141.189
7. Porcentaje de ingresos recuperados a través de mercado (2/1) .....		66,40%
8. Porcentaje de ingresos recuperados a través de Costes de Transición a la Competencia:		
— Porcentaje máximo (5/1) .....		19,39%
— Porcentaje mínimo (6/1) .....		15,28%
9. Porcentaje de ingresos Marco Legal Estable que no se perciben:		
— Porcentaje mínimo [(3 + 4)/(1)] .....		14,20%
— Porcentaje máximo [(3 + 4 + 5 - 6)/(1)] .....		18,31%

Fuente: Elaboración propia a partir de la Memoria Económica del Proyecto de Ley y de UNESA (1998b). Datos en millones de pesetas.

(#) Se ha utilizado una tasa de descuento y actualización del 5 por 100.

(\*) En pesetas de 1997.

entre estos valores y los reales dependerá el margen entre la compensación satisfecha y el verdadero valor de los costes varados.



COLABORACIONES

## Bibliografía

1. ARIÑO, Gaspar (1997): «El mercado eléctrico y los Costes de Transición a la Competencia», *Economía Industrial*, número 316, páginas 93-108.
2. BAUMOL, William J.; JOSKOW, Paul L. y KAHN, Alfred E. (1994): *The challenge for federal and state regulators: Transition from regulation to efficient competition in electric power*, Washington. Edison Electric Institute.
3. BAUMOL, William J. y SIDAK, J. Gregory (1995): «Stranded costs», *Harvard Journal of Law and Public Policy*, volumen 18, número 3, páginas 835-849.
4. BRENNAN, Timothy J. y BOYD, James (1997): «Stranded Costs, Takings, and the Law and Economics of Implicit Contracts», *Journal of Regulatory Economics*, volumen 11, páginas 41-54.
5. CNSE (1997): *Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998*. Referencia: I 020/97. Madrid.
6. JOSKOW, Paul L. (1996): «Does stranded cost recovery distort competition?», *The Electricity Journal*, abril, páginas 31-45.
7. LASHERAS, Miguel Angel (1996): «Costes asociados a la reestructuración del sistema eléctrico: los costes varados», *Hacienda Pública Española*, número 139, páginas 79-90.
8. NAVARRO, Peter (1996): «Electric Utilities: The Argument for a Radical Deregulation», *Harvard Business Review*, enero-febrero.
9. REE (1999): *Operación del Sistema Eléctrico. Avance del Informe 1998*. Madrid. REE.
10. ROJAS, Arturo (1993): «La ley del sector eléctrico, un nuevo modelo», *Economistas*, número 55, páginas 303-308.
11. STELZER, Irwin M. (1994): «What happens when the rules are changed and the plug is pulled on electric utilities?», *The American Enterprise*, noviembre-diciembre, páginas 76-84.
12. STUDNESS, Charles M. (1995): «The flawed case for stranded cost recovery», *Public Utilities Fortnightly*, 1 de febrero, páginas 38-40.
13. UNESA (1998a): *Memoria Estadística Eléctrica, 1997*, Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.
14. UNESA (1998b): *Acuerdo Miner-Sector Eléctrico*, Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.
15. UNESA (1997): *Evolución económico-financiera del sector eléctrico, 1988-1995*. Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.
16. UNESA (1999): *Los Costes de Transición a la Competencia*. Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.