

# **MEMORIA DEL TRABAJO FIN DE GRADO**

## **El Déficit de Tarifa en el Sector Eléctrico Español (The Tariff Deficit in the Spanish Electricity Sector)**

Autor/a: D. Daniel Plasencia Paz

Tutor/a: D. Federico Aguilera Klink

Grado en Economía  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES  
Curso Académico 2013/2014

SAN CRISTÓBAL DE LA LAGUNA, 27 DE JUNIO DE 2014

D. Federico Aguilera Klink, Catedrático del Departamento de Economía Aplicada y  
Métodos Cuantitativos

CERTIFICA:

Que la presente Memoria de Trabajo de Fin de Grado titulada: "El déficit de tarifa en el  
sector eléctrico español" y presentada por el alumno Daniel Plasencia Paz y  
realizada bajo mi dirección, reúne las condiciones exigidas por la Guía Académica de  
la asignatura para su defensa

Para que así conste y surta los efectos oportunos, firmo la presente, en La Laguna a 1  
de Julio de dos mil catorce

El tutor

Fdo: D. Federico Aguilera Klink

La Laguna, 1 de Julio de 2014



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

Introducción	5
1. Concepto de Déficit Tarifario	6
2. Características del Sistema Eléctrico español	7
3. Antecedentes del Déficit Tarifario: la “Moratoria Nuclear” y los “Costes de Transición a la Competencia”	10
3.1. La Moratoria Nuclear	11
3.2. Los Costes de Transición a la Competencia (CTC)	12
4. Factores condicionantes del volumen y evolución del Déficit Tarifario	14
4.1. El exceso de instalación o capacidad	16
4.2. La coexistencia de un mercado mayorista <i>libre</i> y un mercado minorista de tarifas reguladas: la Tarifa de Último Recurso	18
4.2.1. El Sistema de Tarifas de Mercado. Los mercados diario e intradiario	19
4.2.2. El Sistema de Tarifas Reguladas. La TUR y la subasta CESUR	23
4.3. La diversidad de tecnologías de generación en el Sistema Eléctrico y el problema de la sobre-retribución.	24
4.4. La generación mediante energías renovables y las primas al régimen especial	27
5. Conclusiones	31
6. Bibliografía	35
7. Anexos	37

## ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS.

<b>Cuadro 2.1.</b>	Relación de holdings de empresas en el sistema eléctrico español	10
<b>Cuadro 3.1.</b>	Moratoria Nuclear. Importe de la compensación por centrales y empresas. (Millones de euros)	11
<b>Cuadro 4.1.</b>	Importe y distribución del déficit tarifario del Sistema Eléctrico español a 8 de noviembre de 2013	15
<b>Cuadro 4.2.</b>	Relación de centrales de ciclo combinado en España	
<b>Figura 1.1.</b>	Esquema de funcionamiento del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE)	37
<b>Figura 2.1.</b>	Componentes de los <i>peajes</i> o <i>costes de acceso</i> al suministro eléctrico en España, según la normativa vigente (Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica)	9
<b>Gráfico 3.1.</b>	Evolución del precio medio anual de la electricidad para los hogares. (Euros por Kwh.)	14
<b>Gráfico 3.2.</b>	Diferencia entre el precio de mercado y el <i>precio de referencia</i> empleados en el cálculo de los CTC. (Euros por Kwh.)	14
<b>Gráfico 4.1.</b>	Déficit tarifario del Sistema Eléctrico español generado entre 2000-2013. Datos anuales (Millones €)	15
<b>Gráfico 4.2.</b>	Déficit tarifario del Sistema Eléctrico español acumulado entre 2000-2013. Importes íntegros sin amortización. Datos anuales (Millones €)	15
<b>Gráfico 4.3.</b>	Evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular	17
<b>Gráfico 4.4.</b>	Precio horario del mercado diario (€/MWh) y volumen horario de energía negociados en el Mercado Diario (MWh) (07/05/2014)	20
<b>Gráfico 4.5.</b>	Ejemplo de curvas agregadas de oferta y demanda en el Mercado Diario para la Hora 1 (07/05/2014)	21
<b>Gráfico 4.6.</b>	Cobertura de la demanda eléctrica por fuente de generación. Diciembre de 2013	27
<b>Gráfico 4.7.</b>	Déficit de tarifa acumulado frente al abaratamiento neto acumulado por reducción de precios en el mercado eléctrico. Datos anuales de 2005 a 2012. (Millones de €)	29
<b>Gráfico 4.8.</b>	Desglose de las primas recibidas de 2005 a 2012 por tecnología. Datos anuales. (Millones de €)	31

## **Resumen**

El déficit tarifario en el sistema eléctrico español se define como la diferencia entre los costes reconocidos a las empresas eléctricas y los ingresos obtenidos a través de las tarifas reguladas que pagan los consumidores. Su elevada cuantía, superior a los 30.000 millones de euros, se traduce en un grave problema de sostenibilidad económica del actual sistema eléctrico, por lo que, en este trabajo, se presentarán los factores principales que están detrás de este elevado volumen de deuda. Con ello, se evidenciará que una mala regulación, para un sector estratégico como el de la electricidad, puede provocar efectos contraproducentes y distorsionantes sobre la estabilidad económica del sistema eléctrico.

## **Palabras clave**

Déficit tarifario, sistema eléctrico, regulación, tarifa eléctrica.

## **Abstract**

The tariff deficit in the Spanish electric system is defined as the difference between the costs recognized to the electricity companies and the incomes obtained through regulated tariffs paid by consumers. Their amount, up from 30,000 million Euros, translates in a serious problem of economic sustainability of the actual electric system, so that, in this work, it will be presented the main factors that are behind this high volume of debt. Thus, it will be show that a wrong regulation, for a strategic sector like the electricity, may cause counterproductive and distorting effects on economic stability of the electric system.

## **Key words**

Tariff deficit, electric system, regulation, electric tariff.

## INTRODUCCIÓN

Resulta incuestionable que la energía ostenta un papel básico en toda dimensión social y económica. En una dimensión social puesto que, diariamente, necesitamos de la energía en múltiples terrenos de la vida cotidiana, y, en una dimensión económica, por las implicaciones que la energía tiene en la actividad de sectores intensivos en el uso de la misma como la industria o los transportes o en la evolución de variables como la competitividad, y que tanta importancia ha cobrado a raíz de la crisis económica.

Por todo ello, este trabajo titulado “El Déficit de Tarifa en el Sector Eléctrico Español” pretende ofrecer una visión general sobre el funcionamiento del Sistema Eléctrico español que, a pesar de constituir un área estratégica para el sector público, ha sido sometido a un importante proceso liberalizador, así como hacer hincapié en la principal problemática del mismo: la deuda acumulada como consecuencia de unos ingresos a través de la tarifa eléctrica insuficientes para hacer frente a los costes *reconocidos* desde el proceso de generación hasta el consumo final de electricidad, denominado déficit de tarifa, y que se ha convertido en un factor de riesgo importante para evitar la quiebra del Sistema Eléctrico y garantizar su sostenibilidad financiera.

Así, en un primer apartado, se presentará con mayor claridad el concepto de déficit tarifario, a lo que, posteriormente, le seguirá una presentación de las características esenciales del Sistema Eléctrico en España que nos permitirán entender y contextualizar los factores que han condicionado la aparición de este déficit de tarifa.

Precisamente, en un tercer apartado serán presentados algunos antecedentes a la Ley del Sector Eléctrico de 1997 que marca el inicio del proceso de liberalización y, a continuación, en un cuarto apartado se exponen los factores más relevantes que explican en distinta medida las causas y problemas que han llevado a que nuestro Sistema Eléctrico soporte actualmente una deuda de más de 30.000 millones de euros.

Finalmente, en un quinto apartado se presentan las conclusiones obtenidas a lo largo del transcurso de este trabajo, así como una serie de valoraciones acerca del funcionamiento del Sistema Eléctrico español en los más de 16 años desde el inicio de la liberalización o sistema de mercado, con el objetivo de comprender el verdadero funcionamiento del mismo y sus implicaciones sobre el déficit de tarifa.

En suma, se trata de una temática de gran actualidad, dadas las acciones recientes del Gobierno de llevar a cabo políticas de reforma de nuestro Sistema Eléctrico con el fin de paliar el crecimiento de este déficit, que condiciona, en parte, el inicio de la recuperación económica y la sostenibilidad financiera del sector eléctrico para las generaciones futuras que deberán hacer frente a la devolución de la deuda acumulada. Para ello, se utilizará una metodología de análisis económico y de la normativa que afecta al Sector Eléctrico que, como se ha recalado, permita dar a conocer cómo funciona el mercado eléctrico en España y nos acerque a comprender qué factores están efectivamente detrás del déficit tarifario.

## 1. CONCEPTO DE DÉFICIT TARIFARIO

Podemos definir el déficit de tarifa como la diferencia entre los ingresos que se obtienen a través de la tarifa eléctrica que finalmente paga el consumidor y el conjunto de los costes de generación, transporte, distribución y consumo reconocidos a las compañías eléctricas españolas. Se trata, en el fondo, de un sistema de compensación a las eléctricas por sobrecostes en nuestro sistema eléctrico no cubiertos por los ingresos derivados de las liquidaciones o tarifas reguladas. Desde abril de 2009 y tras autorizarse la creación del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), que tiene como objetivo dotar de garantías suficientes al déficit acumulado, se titulizan y emiten a terceros (con el aval del Estado)<sup>1</sup> los derechos de cobro reconocidos a las eléctricas, con la finalidad de que éstas últimas no deban endeudarse para financiar el mencionado déficit de tarifa<sup>2</sup>.

Antes de 1997, año en el que se aprueba la Ley Eléctrica por la que se desregulan los procesos de generación y comercialización de electricidad en el sistema eléctrico español, la gestión de éste último constituía una materia relevante entre las políticas de regulación del Estado, en cuanto a que existía un amplio marco regulatorio específico (“Marco Legal Estable”) que supervisaba en un mayor grado la actividad de las empresas privadas. No obstante, la citada Ley de 1997 pretende “sustituir la idea de planificación por la idea de competencia como mecanismo para regular el funcionamiento del sistema” (Martínez López, 2013).

En otras palabras, con esta Ley se produce un cambio desde un mercado sujeto a regulación de precios en base a costes (donde se auditaban las cuentas de las compañías y se fijaba una tarifa eléctrica con la que se cubrían costes y se establecía un margen de beneficios para las eléctricas<sup>3</sup>) a un mercado competitivo que supondría, al menos teóricamente, una reducción del precio de referencia de la electricidad y, por consiguiente, una electricidad más barata para el consumidor final. Es este cambio legal, como se verá, el factor esencial que condiciona el nacimiento de esta vorágine del déficit tarifario.

Asimismo, antes de comenzar a estudiar los condicionantes que han originado este déficit de tarifa, se hace necesario presentar las características básicas del sistema eléctrico español. Un sector, el de la energía, que incuestionablemente juega un papel básico en todos los ámbitos socioeconómicos y que, a pesar de constituir mercados independientes del sector público, en la práctica, por tratarse de un sector estratégico, está sometido a un amplio marco legal y normativo que pretende proporcionar el grado de estabilidad necesario para consumidores y empresas, así como para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español.

---

<sup>1</sup> Por un saldo vivo máximo de hasta 26.000 millones de euros, según el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril por el que se crea el FADE.

<sup>2</sup> Esquema de funcionamiento del FADE en Anexos (Figura 1.1.).

<sup>3</sup> El Marco Legal Estable consistió en el uso del concepto de Coste Estándar, por el cual, anualmente, el Ministerio de Industria y Energía auditaba a las eléctricas el coste de generación asociado a cada tipo de fuente (diferenciando incluso por centrales concretas). Este coste agrupaba fundamentalmente costes de inversión en instalaciones, operación, mantenimiento y combustible. Con el pago de dichos costes (incluidos dentro de la tarifa final de los consumidores), las eléctricas aseguraban la amortización a largo plazo de las instalaciones, un margen de beneficios anual y un sistema de compensación interempresas por el que se articulaba un mecanismo de redistribución de ingresos entre las eléctricas, para evitar que sus diferentes costes de generación y mercados de consumo otorgasen un mayor poder de mercado a determinadas empresas. (Fuente: REE).

## 2. CARACTERÍSTICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Todo Sistema Eléctrico es aquél formado por el conjunto de agentes, medios e infraestructuras implicadas en el proceso de producción, transporte, distribución y consumo de electricidad, teniendo como objetivo cubrir las necesidades o demanda de energía eléctrica de un país o región en el que se asienta.

En primer lugar, debemos tener en cuenta que el Sistema Eléctrico español se estructura en 4 tipos de actividades diferenciadas: la generación, el transporte, la distribución y comercialización de energía eléctrica. En el proceso de generación, intervienen en España 5 grandes empresas que controlan la práctica totalidad del proceso de producción de electricidad<sup>4</sup>. Las empresas productoras, en esta fase, a partir de diversas fuentes energéticas (energía nuclear, centrales de cogeneración, centrales térmicas basadas en combustibles fósiles, fuentes renovables...) producen la energía eléctrica, que, al tratarse de un bien que, por sus características, no es fácilmente almacenable, debe ser transportada inmediatamente desde las centrales de producción hasta los centros de consumo.

Es en este escenario donde aparece la fase de transporte, que se diferencia de la distribución de electricidad al consumidor final en que ésta última se lleva a cabo mediante la red eléctrica de media y baja tensión. Por tanto, el funcionamiento y la circulación de electricidad por las líneas de alta tensión se corresponderían con esta actividad del transporte. En nuestro país, Red Eléctrica de España S.A.U. (REE) es el transportista único y TSO (*Transmission System Operator*) del Sistema<sup>5</sup>, quien garantiza la seguridad y persistencia del suministro y gestiona el mantenimiento de las infraestructuras, esenciales para garantizar el flujo de electricidad entre productores y consumidores.

No obstante, a pesar de constituirse en 1985 como una sociedad de capital público mayoritario, hoy en día, sólo el 20% de esta empresa está en manos de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), siendo el resto capital *free float*<sup>6</sup> de libre cotización en bolsa (Fuente: REE)<sup>7</sup>.

Por último, la distribución se refiere a la actividad regulada<sup>8</sup> de transmitir energía eléctrica desde las redes de transporte de alta tensión hasta los consumidores finales. Para ello, las subestaciones de transformación reducen la tensión de la corriente

---

<sup>4</sup> Las cinco grandes empresas que controlan el proceso de generación de electricidad en España son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, HC Energía (Hidro-Cantábrico Energía) y E.ON España (antigua Electra de Viesgo).

<sup>5</sup> El proceso de transporte se considera, por tanto, un monopolio natural ya que la tecnología e infraestructuras de transporte implican un coste total medio decreciente al aumentar el conjunto de líneas de alta tensión. Una sola empresa, en este caso REE, puede gestionar más eficientemente las redes de transporte de electricidad. Además, construir una red de transporte de electricidad de ámbito estatal implica un coste muy elevado y resultaría mucho más cara la entrada de una nueva empresa que duplicase la red de transporte.

<sup>6</sup> El *free float* hace referencia a la cantidad de acciones en circulación de una sociedad cotizada que se encuentran disponibles para su compra a través del mercado. Con otras palabras, representa el total de acciones menos el porcentaje en manos del grupo dominante o de inversores estratégicos, como puede ser el Estado en el caso de empresas de participación de capital público.

<sup>7</sup> Puede consultarse estos datos en [www.ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos/nuestra-historia](http://www.ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos/nuestra-historia)

<sup>8</sup> Esta actividad está regulada en los artículos 36 a 42 del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.

eléctrica para adaptarla a los voltios adecuados para cada tipo de demandante de energía eléctrica. Esta distinción entre transporte y distribución genera, por ejemplo, que las grandes industrias no deban hacer frente en sus tarifas a los costes de distribución, puesto que reciben su suministro directamente de las redes de alta tensión.

En España, el sistema de distribución de media y baja tensión comprende más de 700.000 km de líneas y más de 300.000 transformadores, según datos de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), y detrás de su funcionamiento se encuentran 340 empresas inscritas en el Registro de Distribuidores del Ministerio de Industria Energía y Comercio.

No hay que confundir la actividad de las empresas distribuidoras (que se encargan del mantenimiento de la mencionada red de distribución) con la actividad de las empresas comercializadoras que no están sujetas a regulación a partir de la Ley de 1997)<sup>9</sup>.

Asimismo, la remuneración de las empresas distribuidoras<sup>10</sup> está determinada por los denominados peajes de acceso, que se corresponden, al menos teóricamente, con la parte de la factura eléctrica consignada a pagar por aprovechar la red de distribución para nuestro suministro. Los citados peajes varían en función de la potencia contratada y los recaudan las empresas comercializadoras, siendo éstas las encargadas del pago a las distribuidoras.

En la práctica, los denominados “peajes de acceso”<sup>11</sup> agrupan otros muchos conceptos tales como los costes asociados a la gestión de los residuos nucleares, los costes derivados de las compensaciones a los sistemas Extrapeninsulares de Baleares o Canarias o el pago de déficits de tarifa de años anteriores que repercuten en lo que popularmente se conoce como la “parte fija” de la factura eléctrica.

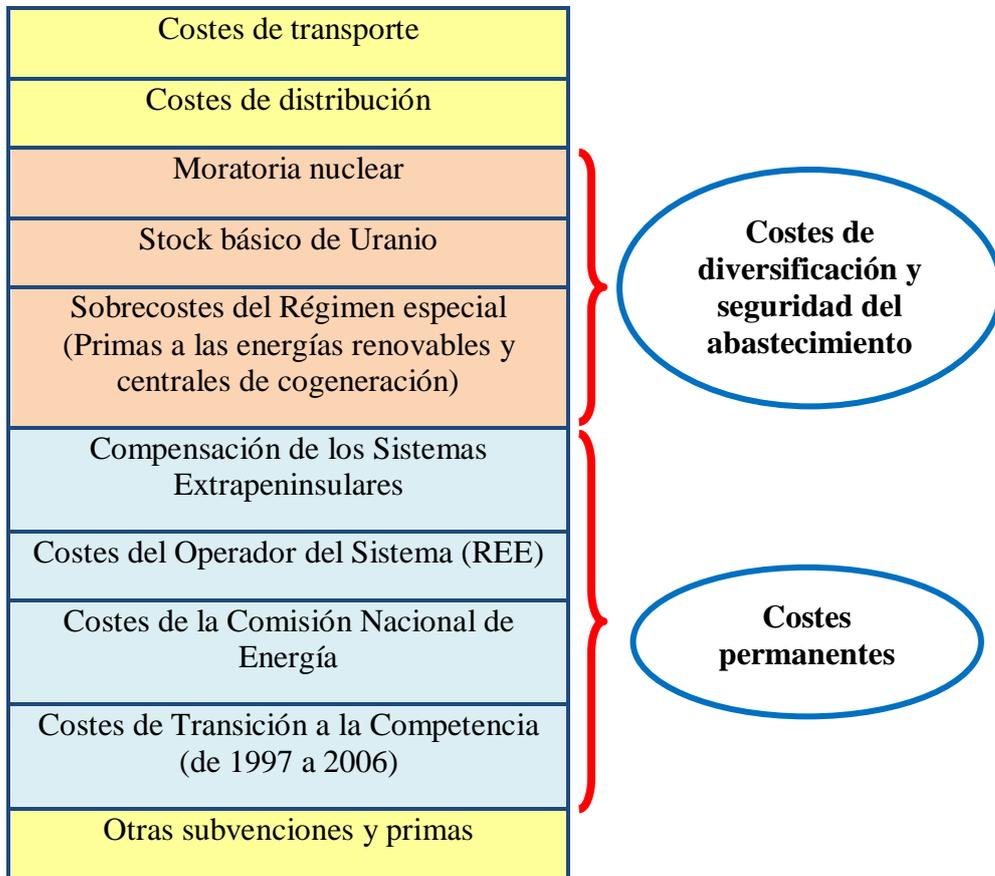
---

<sup>9</sup> Recordemos que tanto transporte como distribución son, actualmente, actividades reguladas por el Estado, mientras que las empresas generadoras y comercializadoras compiten sin estar sujetas a regulación específica por parte del Estado, salvo encontrarse bajo la vigilancia de la Dirección de Energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que vela por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento.

<sup>10</sup> La norma que actualmente regula la retribución de esta actividad es el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

<sup>11</sup> Ver Figura 2.1. Componentes peajes de acceso.

**Figura 2.1. Componentes de los peajes o costes de acceso al suministro eléctrico en España, según la normativa vigente (Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica).**



Fuente: Elaboración propia

Teóricamente, una misma compañía no puede realizar su actividad simultáneamente en un segmento regulado y un segmento “liberalizado”. Sin embargo, y aunque se establezca una clara diferenciación entre empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras, en la práctica, las mismas compañías participan en todos los segmentos del sistema eléctrico mediante la creación de *holdings*<sup>12</sup>, como así se puede comprobar observando el Cuadro 2.1<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> El holding es una forma de organización empresarial en la que una compañía adquiere todas o la mayor parte de las acciones de otra empresa con el fin de poseer el control total sobre la misma.

<sup>13</sup> Relación de holdings de empresas en el sistema eléctrico español (Cuadro 2.1.).

**Cuadro 2.1. Relación de holdings de empresas en el sistema eléctrico español.**

<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Comercialización</b>
Endesa, S.A.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Endesa Energía, S.A.U.
Iberdrola Generación, S.A.U.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola, S.A.
Gas Natural SDG, S.A	Unión Fenosa Distribución, S.A.	Gas Natural Comercializadora, S.A.
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	Hidrocantábrico Energía, S.A.U
E.ON Generación, S.L.	E.ON Distribución, S.L.	E.ON Energía, S.L.

**Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Comisión Nacional de Energía (CNE) y Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).**

Por tanto, prácticas como los *holdings* son un ejemplo de que, a pesar de existir un amplio número de empresas distribuidoras y comercializadoras, la realidad es que el mercado eléctrico en España está dominado por un reducido número de empresas lo que denota un claro carácter oligopolista<sup>14</sup> a dicho mercado. Además, debemos tener en cuenta que por su carácter estratégico, el mercado eléctrico se encuentra altamente regulado por parte del sector público, un marco regulatorio del cual dependen segmentos de actividad de nuestro sistema eléctrico tan sensibles como los procesos de generación y comercialización y que nos permite entender, en gran medida, los antecedentes y desencadenantes de la problemática del déficit tarifario.

### **3. ANTECEDENTES DEL DÉFICIT TARIFARIO: LA “MORATORIA NUCLEAR” Y LOS “COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA”.**

Podemos distinguir varios factores que están detrás del origen del déficit de tarifa y, sobre seguro, resulta imposible encontrar un único desencadenante. Como ya se ha mencionado, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico<sup>15</sup> supuso un cambio notable sobre la anterior legislación eléctrica de 1984 en tanto que, con la misma, se inicia en España el “proceso de liberalización” del sector de la energía. Esta Ley, como ya se ha mencionado, suprime rotundamente la noción de abastecimiento eléctrico como servicio público e introduce elementos de “libre mercado”, como la creación de un mercado mayorista de electricidad (por el que, ahora, productores y consumidores acuerdan diariamente un precio y unas cantidades de energía a

<sup>14</sup> Un mercado en régimen de oligopolio se caracteriza por estar abastecido por pocas empresas. En este mercado existe interdependencia de las acciones de cada empresa y capacidad de las mismas de afectar individualmente al precio del producto o servicio, ya que cada una abarca una proporción importante del mercado. Además, puede darse un comportamiento estratégico, es decir, en el momento de tomar decisiones, cada participante puede considerar la reacción previsible de los rivales.

<sup>15</sup> Disponible en [www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf](http://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf)

intercambiar), para agenciar parte de las decisiones que con el antiguo marco de 1984 (conocido como Marco Legal Estable) correspondían exclusivamente al Estado.

Asimismo, y a pesar de que esta Ley marca el punto de inflexión por el cual se posibilita la aparición de los primeros déficits de tarifa (en torno al año 2002), debemos considerar algunos antecedentes como la “Moratoria Nuclear”, aprobada en 1984 dentro del Marco Legal Estable, y el reconocimiento de los CTC (Costes de Transición a la Competencia) a partir de la Ley liberalizadora de 1997 que han venido condicionando la evolución del déficit tarifario puesto que, como veremos, forman parte de la multitud de conceptos o partidas que han constituido la tarifa eléctrica durante los años posteriores a sus respectivas aprobaciones.

### 3.1. LA MORATORIA NUCLEAR

En primer lugar, en 1991, la aplicación de la Moratoria Nuclear supone la cancelación de la entrada en funcionamiento y detención de la construcción de 5 centrales nucleares en España (Lémóniz I y II, Valdecaballeros I y II y Trillo II), por dos razones, según palabras del Gobierno entonces presidido por Felipe González: “la seguridad y el agobio y sobre-responsabilidad” que suponía la imposibilidad de eliminar los residuos radiactivos. Esta paralización supuso para las compañías eléctricas unas pérdidas, recogidas dentro de la propia Ley de ordenación del sistema eléctrico, pactadas por las propias eléctricas y el Estado en 4.383,24 millones de euros<sup>16</sup> (unos 729.000 millones de pesetas) y para compensar este giro unilateral del Estado se incluyó una partida en la factura eléctrica a pagar por todos los consumidores.

**Cuadro 3.1. Moratoria Nuclear. Importe de la compensación por centrales y empresas. (Millones de euros)**

<b>Importe de la compensación por centrales</b>	
<b>C.N. Lémóniz I y II</b>	<b>2.273,26</b>
<b>C.N. Valdecaballeros I y II</b>	<b>2.043,77</b>
<b>C.N. Trillo II</b>	<b>66,21</b>
<b>Total de la Moratoria Nuclear</b>	<b>4.383,24</b>
<b>Importe de la compensación por empresas</b>	
<b>Iberdrola (1)</b>	<b>3.256,07</b>
<b>Sevillana (2) (Integrada por Endesa en 2002)</b>	<b>1.060,95</b>
<b>Unión Fenosa (3)</b>	<b>42,17</b>
<b>Endesa (4)</b>	<b>24,05</b>
<b>Total de la Moratoria Nuclear</b>	<b>4.383,24</b>

(1) Propietaria del 100% de Lémóniz I y II y del 48,089% de Valdecaballeros I y II.

(2) Propietaria del 51,911% de Valdecaballeros I y II.

(3) Propietaria del 63,6925% de Trillo II.

(4) Propietaria del 36,3075% de Trillo II.

**Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE)**

<sup>16</sup> Para un mayor detalle del importe de la compensación por centrales y empresas, ver Cuadro 3.1.

Así, se fijó un porcentaje de la recaudación eléctrica no superior al 3,54%, según el propio Real Decreto 2002/1995, de 28 de diciembre, por el que se desarrolla la Moratoria Nuclear, que iría a compensar a estas empresas en un plazo máximo de 25 años de la entrada en vigor de la nueva norma, un plazo elevado para lograr que su influencia sobre la tarifa eléctrica no fuese excesiva. Posteriormente, como la amortización de la moratoria avanzaba a un mayor ritmo de lo previsto, en 2006 se revisó el porcentaje de la recaudación de la tarifa eléctrica destinada a tal fin y se redujo al 0.33% fijando un nuevo plazo máximo de compensación hasta 2015. En relación a la construcción de centrales nucleares, con la Ley de 1997 la Moratoria deja de tener efectos y las empresas eléctricas pueden erigir centrales nucleares sin más restricciones que la regulación impuesta por el Consejo de Seguridad Nuclear.

La Moratoria Nuclear, desde su aprobación ha sido objeto de continuo debate y de estudio por tratarse de una compensación, para algunos, innecesaria e injustificada. Un ejemplo de ello son las palabras del ex ministro de Industria y Energía Juan Manuel Eguiagaray<sup>17</sup> por las que califica a la Moratoria Nuclear como un auténtico rescate financiero a las eléctricas que, en propias palabras del ex ministro, “se habían embarcado en un proceso de inversión faraónico, derivado de una planificación delirante, en absoluta contradicción con las necesidades constatadas de la demanda eléctrica en España” (2008). Podemos hablar, por tanto, de una verdadera “burbuja nuclear” durante los años 80, que ha conducido a que, a través de la Moratoria Nuclear, los consumidores sean quienes finalmente han soportado el saneamiento financiero de las empresas titulares de los proyectos paralizados, mediante recargos que, durante años, han sido pagados en el recibo de la luz.

### **3.2. LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA (CTC).**

Entre muchos de los ya ampliamente citados cambios que trajo consigo la Ley de 1997, el nuevo marco basado en un mercado competitivo abrió las puertas a la posibilidad de una producción de electricidad a menor precio. Por ello, al suponerse que, ante la creación de un mercado mayorista en el que la presión de la competencia podría conducir a una reducción del componente de mercado de la tarifa eléctrica<sup>18</sup> (lo que proporcionaría unos ingresos más bajos para las empresas generadoras), las eléctricas, antes sujetas al Marco Legal Estable, podrían no cubrir, ahora, sus costes de instalación. De esta forma, en la misma Ley del 97 (promovida por el Gobierno presidido por José María Aznar), se creó la figura de los “*Costes de Transición a la Competencia*”. El objetivo de los CTC fue, precisamente, el de garantizar a las empresas generadoras la recuperación de la inversión en instalaciones de generación eléctrica y que su nivel de beneficios no se viese afectado por situaciones de riesgo o incertidumbre que pudieran surgir a raíz de la modificación del marco regulador.

En total, se reconocieron (dentro de la propia Ley del Sector Eléctrico de 1997<sup>19</sup>) unos costes de 11.979 millones de euros y, lógicamente, el pago de los CTC recayó, al igual

---

<sup>17</sup> Ministro de Industria y Energía en el Gobierno de Felipe González durante el que se aprueba la Moratoria Nuclear.

<sup>18</sup> La Ley de 1997, derivó en que el coste del Kw/h engloba dos componentes: una tarifa o componente regulado para cubrir los costes del Sistema Eléctrico (transporte, distribución, primas al Régimen Especial, compensaciones a los Sistemas Extrapeninsulares) y un componente de mercado entre productores y consumidores fijado en los mercados mayoristas de los segmentos no regulados (generación y comercialización).

<sup>19</sup> Extracto de Disposición Transitoria sexta de los Costes de Transición a la Competencia de la Ley 54/1997 en Anexos.

que los costes de la Moratoria Nuclear, sobre la recaudación eléctrica asignándose un 4,5% de la misma a su pago. El reparto de los CTC entre las empresas generadoras se realizó según unas primas precisadas originalmente en 51.2% para Endesa, 27.1% para Iberdrola, 12.9% para Unión Fenosa y 5.7% para Hidrocantábrico<sup>20</sup>, percibiendo como CTC la diferencia entre el precio de mercado (determinado por el sistema de subastas) y el *precio de referencia* (3,606 cent €/Kwh.) recogido en la Memoria Económica que acompañó al Proyecto de Ley del Sistema Eléctrico<sup>21</sup>.

Para obtener el citado precio de referencia, “se calcularon los costes de instalar y utilizar un parque de generación “óptimo” 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 (coste fijo medio + coste variable medio) de cada Kwh. generado por dicho parque” (López Milla, 2000).

Los resultados de estos cálculos fueron un coste fijo medio de 2,16 ptas/Kwh. y un coste variable medio de 3,79 ptas/Kwh., por lo que el precio medio de referencia del mercado mayorista se fijó en 5,95  $\approx$  6 ptas/Kwh. (3,606 cent €/Kwh.) que efectivamente recoge la normativa. El funcionamiento era sencillo: si el precio “de mercado” era inferior al de “referencia” las eléctricas recibirían una compensación y si ocurría lo contrario habrían de respaldar ellas la diferencia.

A finales de 2005, y dado que los precios de la electricidad no sólo no se redujeron sino que su evolución ha sido la de aumentar considerablemente tras la liberalización de 1997<sup>22</sup>, los CTC habían mostrado continuamente saldos positivos, como refleja el gráfico 2. Con otras palabras, las empresas habían percibido más compensaciones por los precios fijados en el mercado que las consideradas necesarias para garantizar la rentabilidad y beneficios de las mismas, por lo que, mediante el RD 7/2006, se elimina la compensación de los CTC. Esto viene a reflejar que no hubo una vigilancia sobre el comportamiento del precio de mercado y el de referencia para seguir, o no, retribuyendo los CTC a las empresas generadoras beneficiadas de los mismos, sino que, por el contrario, las grandes eléctricas han percibido durante casi una década unas compensaciones millonarias, gratuitamente y al amparo del poder político y regulador, por el paso a un “mercado competitivo” claramente inexistente.

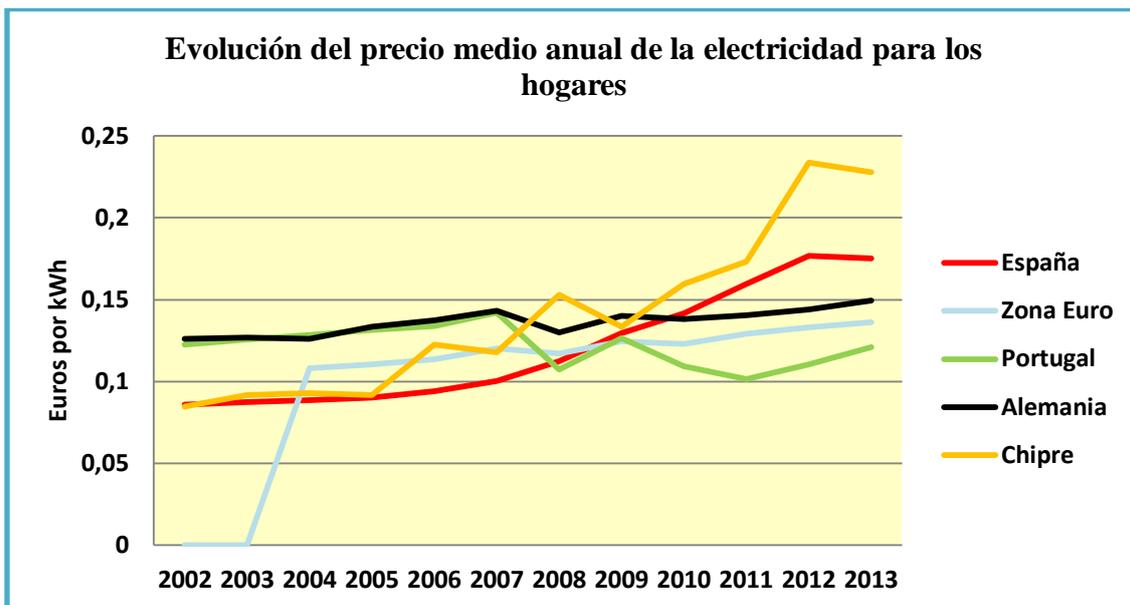
---

<sup>20</sup> Tanto el montante total de CTC como el porcentaje de reparto de los mismos fueron reconocidos y pactados por las eléctricas, y aceptados por el Gobierno de la primera legislatura presidida por José María Aznar.

<sup>21</sup> Para una mayor profundización sobre la metodología de cálculo del citado precio de referencia, consultar el Documento nº3 sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico de 1997 titulado “La transición a la competencia y las empresas eléctricas”.

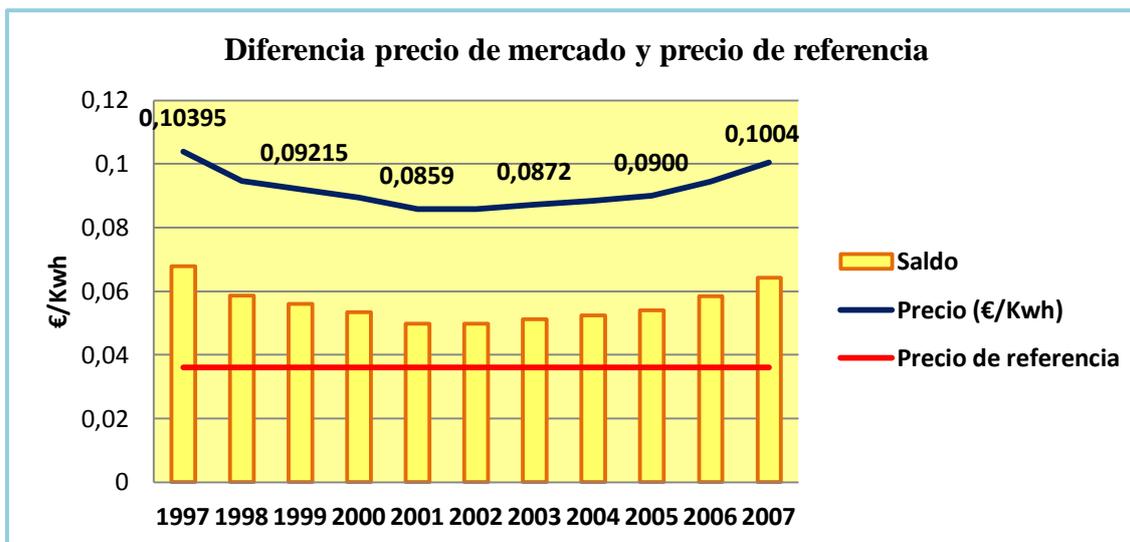
<sup>22</sup> Gráfico de la evolución del precio medio anual de la electricidad para los hogares y en comparación a la zona euro y un conjunto de países (Chipre, Portugal y Alemania) (Gráfico 3.1.). Tabla de datos por país y año en Anexos.

**Gráfico 3.1. Evolución del precio medio anual de la electricidad para los hogares. (Euros por Kwh.)**



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Eurostat.

**Gráfico 3.2. Diferencia entre el precio de mercado y el *precio de referencia* empleados en el cálculo de los CTC. (Euros por Kwh.)**



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Eurostat.

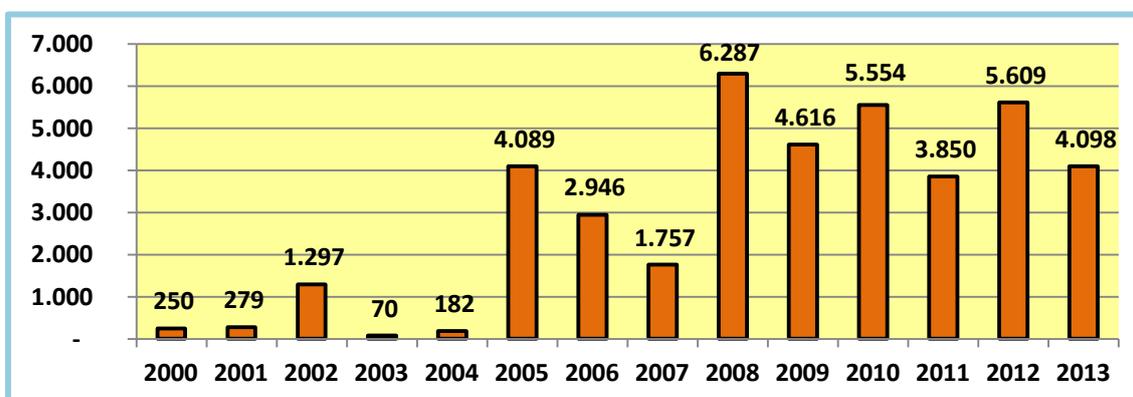
#### **4. FACTORES CONDICIONANTES DEL VOLUMEN Y EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO.**

Como ya se ha mencionado, desde el año 2000 se han venido generando déficits de tarifa, resultado de unos costes reconocidos al Sistema Eléctrico<sup>23</sup>, superiores a los ingresos efectivamente obtenidos por los precios regulados o tarifas de acceso que pagan los consumidores. Este déficit, ha superado en 2013 los 25.000 millones de euros,

<sup>23</sup> El artículo 16 de la Ley 54/1997 reconoce el conjunto de costes y las retribuciones de cada una de las actividades del Sistema Eléctrico español (producción, transporte, distribución y comercialización). Ver extracto en Anexos.

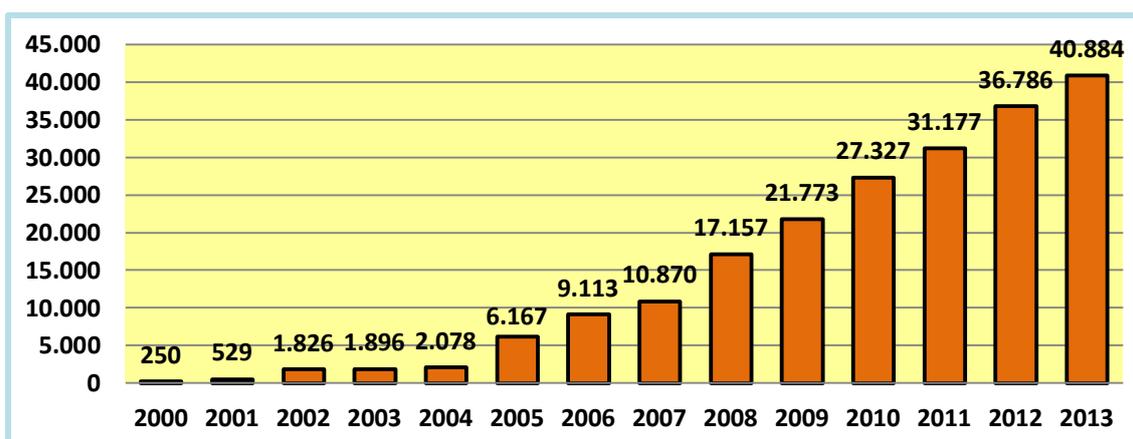
según se desprende de las últimas publicaciones de la CNMC (ver Cuadro 4.1.) y las previsiones apuntan a que a lo largo de 2014 dicho volumen vivo de déficit acumulado pendiente de abonar supere la cifra de 30.000 millones.

**Gráfico 4.1. Déficit tarifario del Sistema Eléctrico español generado entre 2000-2013. Datos anuales (Millones €).**



Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

**Gráfico 4.2. Déficit tarifario del Sistema Eléctrico español acumulado entre 2000-2013. Importes íntegros sin amortización. Datos anuales (Millones €).**



Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

**Cuadro 4.1. Importe y distribución del déficit tarifario del Sistema Eléctrico español a 8 de noviembre de 2013.**

	Saldo vivo a 8/11/2013 (Millones de €)	Porcentaje de distribución de la deuda a 8/11/2013
<b>FADE</b>	22.531,84	88,51%
<b>Terceros</b>	2.925,05	11,49%
<b>TOTAL</b>	25.456,89	100%

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Obviamente, las diferencias originadas entre la recaudación por las tarifas de acceso y los costes reales se deben básicamente a dos motivos: bien por errores de estimación (a la hora de fijar y revisar los peajes de acceso anualmente) o bien por decisión del Gobierno, quien en último término fija las tarifas reguladas. No obstante, la aparición de posibles desequilibrios entre el volumen de ingresos y costes de nuestro Sistema Eléctrico no puede enfocarse únicamente como un problema de ingresos. Al mismo tiempo, puede aparecer déficit tarifario (incluso en un contexto de incrementos en el precio de la electricidad, como así se ha señalado en el apartado anterior) cuando los costes que se reconocen a empresas generadoras (costes reconocidos, en la terminología oficial), distribuidoras o comercializadoras aumentan a un ritmo superior a los ingresos que perciben, debido, en gran medida, al poder que las propias empresas eléctricas ostentan para fijar el precio de la electricidad en las denominadas subastas eléctricas. Todo ello desemboca en que los costes de generación efectivos o reales sean superiores a los costes esperados del sistema, que son los empleados en la fijación de las tarifas o peajes de acceso.

En efecto, es importante señalar que estos errores de previsión originarían un déficit coyuntural o transitorio (no estructural) siempre que las previsiones fueran insesgadas o centradas. Es decir, que la probabilidad de error al alza y a la baja sea siempre la misma a lo largo del tiempo. En este caso, las predicciones que subestimen los costes reales del sistema vendrían a ser compensadas por los períodos en que se recaude un mayor volumen de ingresos que el esperado, con lo que a largo plazo el déficit acumulado tendería a desaparecer. No obstante, España se ha convertido en “el único país del mundo en el que los consumidores mantienen una deuda con el conjunto del sector eléctrico, que se acumula creciendo de forma crónica, año a año<sup>24</sup>”.

De nada sirve que, según Eurostat, el precio de la electricidad (excluyendo impuestos) para los consumidores domésticos españoles haya aumentado un 70% entre 2006 y 2011, mientras que, en el área del euro, el incremento para el mismo período haya sido de tan solo un 13% (Ver Gráfico 3.1.). Lejos de que esta subida en las tarifas pagadas por los consumidores hubiera ajustado el volumen de déficit, la realidad es bien distinta y, la diferencia entre los ingresos de las empresas y los costes que se les reconocen, sigue aumentando a un ritmo de unos 5.000 millones anuales. Por tanto, ¿cuáles son los factores que han perpetuado el problema del déficit tarifario?

#### **4.1. EL EXCESO DE INSTALACIÓN O CAPACIDAD.**

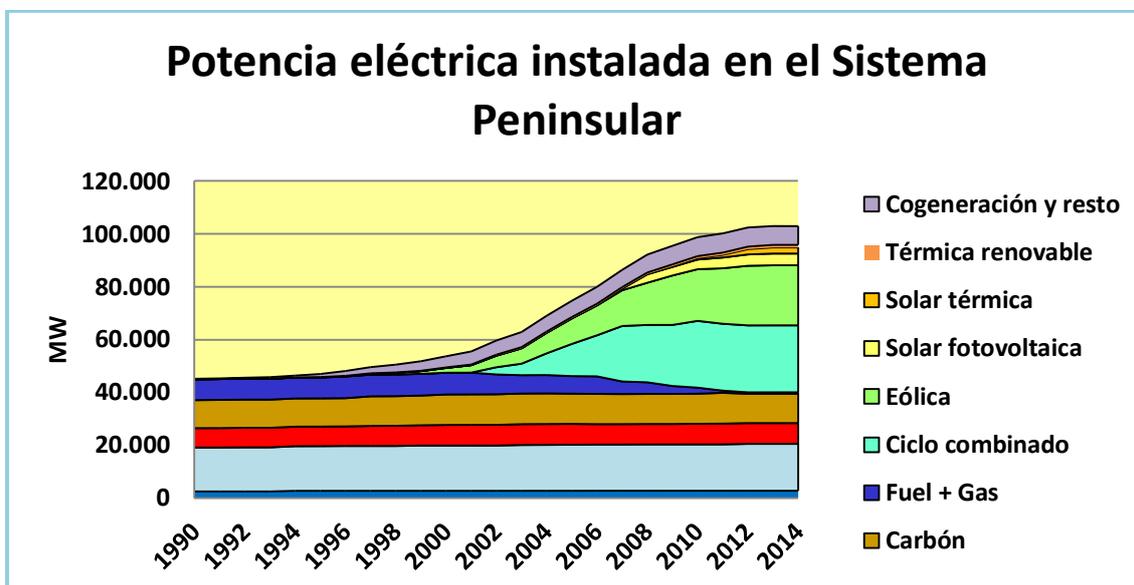
Uno de los factores condicionantes que ha contribuido al incremento del volumen de déficit de tarifa de nuestro sistema eléctrico es, precisamente, el exceso de potencia generadora instalada en el mismo. España tiene un sistema eléctrico sobredimensionado, con una potencia instalada muy por encima de las necesidades reales de demanda eléctrica. Esto en cifras, según palabras de José Manuel Soria (2012) (actual Ministro de Industria, Energía y Turismo), se traduce en que la capacidad instalada ronda los

---

<sup>24</sup> Afirmación recogida dentro del informe “*Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012*” elaborado por la consultora Pwc España en el que participaron en su elaboración el propio equipo de consultoría de Energía de Pwc y con ayuda de aportaciones realizadas por un grupo de expertos en los que destacan Alberto Carbajo, director general de Operación de REE; Claudio Aranzadi, ex ministro de Industria, Turismo y Comercio; o Fernando Móner, presidente de la Confederación de Consumidores y Usuarios (CECU).

106.000 MW mientras que “la demanda no pasa de 40.000 MW” y “si no hubiese inversiones en 8 años, con el ritmo actual de crecimiento de la demanda, con las inversiones ya hechas habría suficiente capacidad de generación”.

**Gráfico 4.3. Evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular.**



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados por REE.

Según la Asociación de Productores de Energías Renovables-APPA, entre los años 2005 y 2011, la potencia instalada se ha incrementado en un 35,7% (como consecuencia, sobre todo, y como puede verse en el anterior gráfico, del aumento de centrales de gas de ciclo combinado<sup>25</sup>), mientras que en el mismo período, la demanda de electricidad sólo se ha incrementado en un 3,4%. Esto lleva a afirmar por parte de José Miguel Villarig, presidente de APPA, y otros expertos como Pedro Linares, codirector del centro de investigación *Economics for Energy*, que “se ha generado en el sector eléctrico una auténtica *Burbuja del Gas*” que se justifica en que, en un período de menos de 10 años, se han instalado 27.000 MW de potencia de centrales de gas de ciclo combinado, sin existir incrementos de la demanda real de tal magnitud durante el mismo periodo.

En la aparición de esta *Burbuja del Gas* han contribuido los denominados “pagos por capacidad”, un concepto que en la Ley 54/1997 ya se contempla para remunerar a ciertas instalaciones para que sirvan de resguardo. Aunque conviene tener una capacidad de producción superior a la demanda efectiva, la realidad es que se han construido excesivas centrales de ciclo combinado por medio de este mecanismo de los pagos por capacidad, por el que las centrales reciben las mencionados retribuciones simplemente por estar operativas cuando son requeridas por el Operador del Sistema, lo que permite a las empresas recuperar la inversión de estas centrales combinadas, aún funcionando por debajo del 25% de su nivel de generación máximo, según APPA.

Para financiarlos, el Gobierno establece en el BOE el importe de los pagos por capacidad, junto con cada actualización de los peajes de acceso, que, en enero de 2013,

<sup>25</sup> Relación de centrales de ciclo combinado construidas en España en el Cuadro 4.2. (ver Anexos).

ascendió a 7.504 millones de euros<sup>26</sup>. Estos pagos por capacidad son imputados a los consumidores, paradójicamente, en el componente “liberalizado” o “de mercado” de la tarifa eléctrica, a pesar de tratarse de un componente regulado más como los que engloban los peajes.

En definitiva, los pagos por capacidad constituyen un instrumento de similares características a los costes de la “moratoria nuclear”, que como se ha puesto de manifiesto en el epígrafe 3.1 de esta Memoria, constituyó un verdadero rescate financiero a las empresas eléctricas que se habían embarcado en una sobreinversión desmesurada en centrales nucleares, con su respectivo efecto sobre la tarifa regulada. Si sustituimos las centrales nucleares por las centrales de ciclo combinado, la realidad es bastante similar en ambos casos: una nueva burbuja y otro rescate.

De nuevo, nuestro Sistema Eléctrico ha asumido los costes que supone mantener este exceso de capacidad, respaldando una carga financiera a las empresas generadoras, que las mismas asumieron libre e irresponsablemente, contribuyendo a aumentar la brecha entre ingresos por tarifa regulada y los costes reconocidos a las eléctricas.

#### **4.2. LA COEXISTENCIA DE UN MERCADO MAYORISTA *LIBRE* Y UN MERCADO MINORISTA DE TARIFAS REGULADAS: LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO.**

Como ya hemos mencionado, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico abre las puertas a la creación de un mecanismo de mercado por el que productores y consumidores acordasen un precio y unas cantidades de energía a intercambiar, surgiendo, así, por primera vez, un componente de mercado dentro de la tarifa eléctrica, que, delimita un cambio en la determinación del precio de la electricidad con respecto al período del “Marco Legal Estable”.

El objetivo de la creación de un mercado mayorista de electricidad, consistía, precisamente, en que el mercado se convirtiese en un instrumento de intercambio de información entre empresas generadoras y consumidores, de manera que aquellos productores capaces de generar electricidad al menor coste posible sean los que obtengan una mayor cuota de mercado. Esto serviría de señal a los inversores a la hora de decidir sobre sus futuras instalaciones, escogiendo aquellas fuentes de generación que les permitan cubrir las necesidades de los consumidores al mínimo coste posible, contribuyendo a que el precio de la electricidad tendiera a reducirse.

Realmente, los agentes que constituyen los mercados eléctricos se denominan unidades de mercado. Generalmente, las unidades de mercado productoras se identifican con una unidad física de generación (ya sea de régimen de producción ordinario o de régimen especial, como es el caso de las fuentes de energía renovables), como puede ser una turbina hidráulica, de tal manera que una central hidroeléctrica con 4 turbinas hidráulicas acudiría a los mercados eléctricos como 4 unidades productoras diferenciadas. Sin embargo, las unidades de mercado demandantes que acuden a los mercados eléctricos no se corresponden con los consumidores directos de electricidad. En su lugar, las empresas comercializadoras son las que actúan como demandantes en los mercados eléctricos, realizando el papel de intermediarios y revendiendo la

---

<sup>26</sup> Ver Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

electricidad adquirida a los hogares y pequeñas empresas. De esta forma, se crea a su vez un mercado minorista en el que los consumidores finales tienen la posibilidad de formalizar contratos con las comercializadoras que ofrezcan transacciones más favorables.

Pero el verdadero escenario se encuentra lejos de la descripción anterior de lo que sería un mercado competitivo y “liberalizado”. En realidad, en el mercado eléctrico español coexiste, desde 2009, un sistema de tarifas de mercado, definidas a través de los denominados mercados diario e intradiario, y un sistema de tarifas reguladas y fijadas por el Gobierno: la Tarifa de Último Recurso (TUR). La citada tarifa surge a raíz de la desaparición de las Tarifas Reguladas para los clientes de Baja Tensión con más de 10 Kw de potencia contratada, que obligaba a estos clientes a efectuar su traspaso al mercado libre. Por ello, la TUR fue creada por el Gobierno para que cualquier consumidor con una potencia contratada inferior a 10 Kw, es decir, la práctica totalidad de los hogares españoles<sup>27</sup>, pueda elegir entre estar en el mercado regulado o en el mercado libre. La diferencia con respecto al mercado libre es que únicamente fueron designadas por el Gobierno cinco Comercializadoras de Último Recurso (CUR)<sup>28</sup> que obligatoriamente deben acoger a los clientes con derecho a la TUR. No obstante, la TUR, al igual que la tarifa de mercado, está constituida por un componente regulado (fijado por el Gobierno) y un componente de mercado (fijado por medio de las denominadas subastas CESUR), lo que va en consonancia con el marco liberalizado que introduce la Ley de 1997, mediante el cual el Estado ya no es competente para fijar enteramente el importe de una tarifa eléctrica.

En suma, pasemos, a continuación, a presentar y describir los dos sistemas de fijación de precios en el mercado eléctrico español y sus implicaciones sobre el déficit tarifario.

#### **4.2.1. El Sistema de Tarifas de Mercado. Los mercados diario e intradiario.**

La definición del precio o tarifa eléctrica *de mercado* tiene lugar en los mercados de producción diario e intradiario, que organiza el polo español (OMEL<sup>29</sup>) dentro del marco del Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL<sup>30</sup>). Se trata de mercados tipo *spot* o mercados OTC (*Over The Counter*) en los cuales todos los activos que se compran o venden se adjudican de forma inmediata al precio que estipule el mercado en el

---

<sup>27</sup> Se estima que unos 16 millones de consumidores domésticos aún no han contratado una comercializadora y continúan inscritos en la TUR. Si tenemos en cuenta que, en 2013 y según la EPA, el número de hogares en España es de 17,4 millones, podemos afirmar que la práctica totalidad de familias españolas se sitúan dentro del sistema de Tarifa de Último Recurso.

<sup>28</sup> Las cinco Comercializadoras de último Recurso son: Endesa Energía XXI S.L., Iberdrola Comercialización de último Recurso S.A.U., Unión Fenosa Metra S.L., Hidrocantábrico Energía Último Recurso S.A.U. y E.ON Comercializadora de Último Recurso S.L.

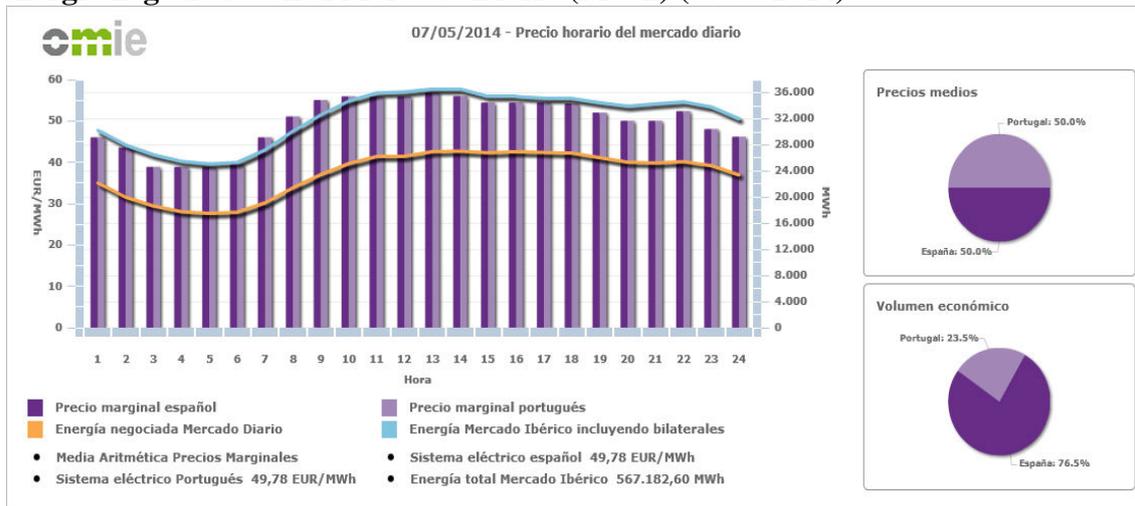
<sup>29</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S. A. (OMEL), ha sido designada como entidad responsable de la organización y gestión de las subastas de contratos de diferencia de precios entre el sistema eléctrico español y portugués, en virtud de lo establecido en el apartado 2.5 del anexo III de la Orden ITC/1549/2009. OMEL Mercados es, asimismo, la entidad que se encarga de la organización y gestión de las subastas CESUR, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la Tarifa de Último Recurso.

<sup>30</sup> Al MIBEL acuden agentes de mercado tanto españoles como portugueses. OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) gestiona el mercado spot en la Península Ibérica, de la misma forma que Nord Pool Spot lo hace en los países nórdicos, EPEX Spot en Francia, Alemania y otros países de Centroeuropa o GME en Italia.

momento de la compra/venta. Asimismo, los contratos en mercados tipo OTC son acordados directamente entre las dos partes implicadas (en el caso del mercado eléctrico español, entre unidades de mercado productoras y empresas comercializadoras) sin que su acuerdo tenga la necesidad u obligatoriedad de hacerse público.

Concretamente, el objetivo del mercado diario es el de determinar el precio y las cantidades de electricidad que los productores eléctricos van a inyectar, cada hora del día, en la red eléctrica de transporte y distribución. El funcionamiento de este mercado deriva en que aproximadamente a las 12:00 horas<sup>31</sup> de cada día se fijan unos precios (comunes para todos los agentes que participan en el mercado) y unas cantidades de electricidad para cada una de las 24 horas del día siguiente. Al mismo tiempo, en las mismas negociaciones se establece qué unidades de mercado productoras van a generar electricidad y en qué cantidades para cada hora, por lo que, en realidad, los agentes participantes<sup>32</sup> de este mercado compran y venden 24 “productos” diferenciados de energía para las 24 horas del día siguiente, como puede observarse en los siguientes ejemplos gráficos para el día 7 de mayo de 2014.

**Gráfico 4.4. Precio horario del mercado diario (€/MWh) y volumen horario de energía negociados en el Mercado Diario (MWh) (07/05/2014).**

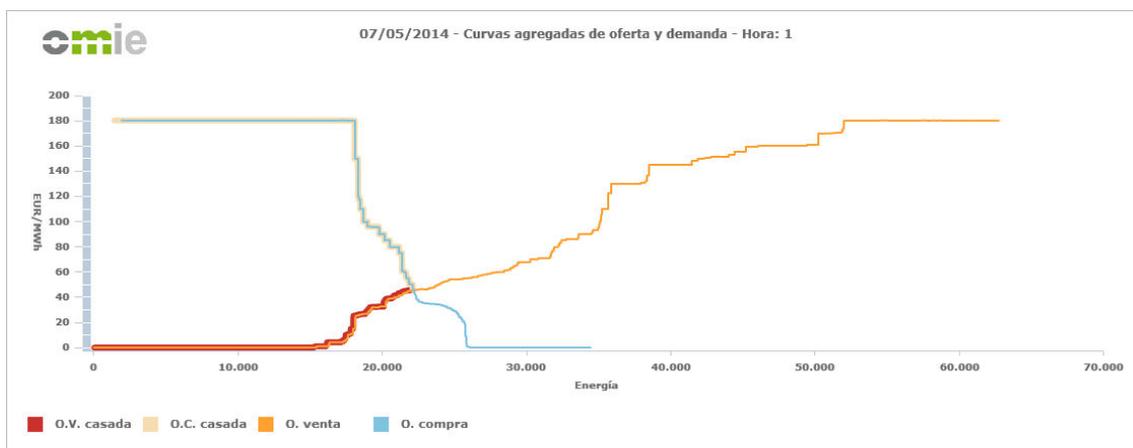


Fuente: OMIE

<sup>31</sup> Recientemente, en octubre de 2013 se ha retrasado dos horas (de las 14:00 a las 12:00) la hora de cierre del mercado diario, con la finalidad de estar en sintonía con la hora de cierre de los mercados de la región Noroeste de Europa.

<sup>32</sup> Recordemos que los agentes que intervienen en el mercado diario e intradiario son los productores de energía en régimen ordinario y especial, como oferentes; los comercializadores y los consumidores directos y sus representantes, como agentes demandantes; o los agentes externos, que estarían formados por los productores y consumidores extranjeros que pueden comprar o vender electricidad por medio de las conexiones internacionales.

**Gráfico 4.5. Ejemplo de curvas agregadas de oferta y demanda en el Mercado Diario para la Hora 1 (07/05/2014).**



**Fuente: OMIE**

Muy resumidamente, el mecanismo mediante el cual es fijado el precio marginal del mercado para cada hora del día consiste en una subasta electrónica (a través de sistemas informáticos accesibles a través de Internet) y de tipo descendente. En este tipo de subastas, y después de que cada unidad de producción realice sus propias ofertas de energía para cada hora, las unidades demandantes (consumidores cualificados y comercializadoras, en nuestro caso) hacen ofertas de compra en tramos decrecientes de precio: se parte de un precio de salida (considerado máximo) que se va reduciendo durante las sucesivas rondas, hasta que la oferta de electricidad a cada precio descendente es igual o inferior a la demanda, momento este, en el que se da por cerrada la subasta.

Así, agregando todas las ofertas de venta de los productores y todas las ofertas de compra de los consumidores por tramos horarios se obtiene el punto de intersección de ambas curvas (como muestra el Gráfico 4.5.) que se correspondería con el precio marginal del mercado para cada hora del día. Este precio será aquel que retribuirá a todas las unidades generadoras que hayan sido objeto de casación, es decir, aquellas ofertas de venta que se convierten en compromisos firmes de entrega de energía a través del mecanismo de subastas anteriormente descrito, incluso a aquellos productores que hayan ofertado electricidad a un precio menor. Este sistema genera, por tanto, una sobre retribución para tecnologías generadoras de régimen ordinario como la gran hidráulica o la nuclear, que ofrecen sus paquetes de energía a precio cero, bien porque sus costes variables son prácticamente nulos o bien porque el coste de detener y arrancar las instalaciones es tan elevado que resulta rentable generar electricidad a precio cero, aunque ello genere pérdidas en determinadas horas (esta problemática será tratada con mayor profundidad en el próximo epígrafe 4.3.).

No obstante, el precio de cada tramo horario obtenido a través del mercado diario no es, ni mucho menos, el definitivo. Recordemos que en este mercado se fijan los precios de la electricidad para cada hora del día siguiente, por lo que pueden aparecer desvíos entre las ofertas y demandas previstas, y las reales, que pueden alterar el “Programa Diario”. Para solucionar esta problemática, encontramos el denominado *mercado intradiario* por el que, precisamente, los agentes del mercado pueden acordar, en seis tramos de cuatro horas, nuevas casaciones que corrijan, en parte, los posibles desequilibrios. A pesar de todo, aún no se garantiza la total igualdad entre producción y consumo, por lo que para

asegurar el suministro final del sistema entran en juego aquellas instalaciones que perciben los ya citados pagos por capacidad, instalaciones éstas que no participan en el mercado diario y que reciben esas compensaciones por su inmediata disponibilidad de inyección a la red eléctrica. Finalmente, aquel programa organizativo derivado de todas las anteriores apreciaciones, denominado “Programa Horario Operativo” será el que fije la cantidad de electricidad generada por cada unidad de producción para el espacio temporal de cada una de las horas del día.

Esta organización del mercado diario, descrita con anterioridad, se basa de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico de 1997, una Ley que, como hemos visto, tenía como objetivos la creación de un mercado eléctrico competitivo y liberalizado (un marco adaptado a las exigencias del ámbito comunitario de la Unión Europea) y abrir las puertas a una producción de electricidad más barata con la no intervención del Estado en la fijación de las tarifas eléctricas.

Por ello, llegados a este punto, en el que hemos presentado las características básicas del sistema de fijación de la tarifa de mercado, podemos constatar y afirmar con rotundidad que, verdaderamente, no puede darse un mercado eléctrico competitivo y liberalizado cuando oferentes y demandantes de un único mercado se corresponden, en el fondo, con el mismo agente, es decir, las grandes empresas productoras efectúan sus intercambios en el mercado con comercializadoras de su propiedad. Con otras palabras, si recordamos la idea recogida en el apartado “2. Características del Sistema Eléctrico español”, “las mismas compañías participan en todos los segmentos del sistema eléctrico mediante la creación de *holdings*” y ello les permite ejercer un excesivo control sobre los precios de equilibrio del Kw que para cada hora del día son fijados en los mercados diario e intradiario.

Es más, si los agentes españoles acuden al Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL) junto con los agentes portugueses, ¿por qué el precio de la electricidad en Portugal es inferior que en España, como pudimos observar en el Gráfico 3.1.? La razón está en que cuando se da un único mercado para dos áreas diferenciadas como España y Portugal, interconectadas entre sí por la red eléctrica de transporte, surgen congestiones de determinadas líneas de alta tensión que transfieren la electricidad generada de un lado de la citada línea al otro. Para solventar este problema, aparece el denominado “Market Splitting” o “Separación de Mercados”, por el cual se divide el mercado en dos áreas y se realizan casaciones de electricidad por separado para cada una de ellas, de tal forma que el flujo de electricidad que se traslada por estas líneas sujetas a congestión no sea superior a su capacidad máxima. Esto da lugar a precios de mercado de la electricidad diferentes en cada área y es, precisamente, este mecanismo del “Market Splitting” al que se acoge el polo español del operador de mercado (OMEL) para justificar que los intercambios de electricidad entre productores y comercializadoras en España se acuerden a precios más elevados que en el país vecino.

Teóricamente, el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE), entidad privada y gestor de los polos portugués y español (OMIP y OMEL, respectivamente) del mercado diario e intradiario, tiene como objetivo “garantizar que la contratación en el Mercado Ibérico de Electricidad se lleve a cabo en condiciones de *transparencia, objetividad e independencia*”. No obstante, ninguna de estas condiciones se cumple ya que, como se ha mencionado, los contratos en mercados tipo OTC son acordados directamente entre las unidades de mercado productoras y sus propias “filiales”

comercializadoras sin que su acuerdo tenga la obligatoriedad de hacerse público, lo que nos lleva a concluir que, a pesar de haber transcurrido más de 17 años desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, no podemos hablar, hoy en día, de la existencia de un mercado eléctrico liberalizado y competitivo, por el que abogaba la mencionada Ley.

#### **4.2.2. El Sistema de Tarifas Reguladas. La TUR y la subasta CESUR.**

Anteriormente, hemos avanzado que en el Sistema Eléctrico español coexisten un sistema de mercado para la fijación de la tarifa eléctrica y un sistema de tarifas reguladas y fijadas por el Estado: la Tarifa de Último Recurso. Como ya se ha especificado, la TUR, al igual que el sistema de tarifas de mercado, está constituida por un componente regulado, determinado por el Gobierno, y un componente de mercado, fijado por medio de las denominadas subastas CESUR.

Estas subastas de *Contratos de Energía para Suministro de Último Recurso* fijan el componente de mercado de la TUR con ciertas particularidades, que diferencian a esta tarifa de las fijadas en los mercados diario e intradiario. Un primer factor que diferencia la TUR de la tarifa de mercado libre es que, únicamente, a las cinco Comercializadoras de Último Recurso (CUR) existentes, el Estado debe asegurarles un margen de beneficios razonable para obligarlas a efectuar contratos eléctricos al precio TUR. Y es que con la Tarifa de Último Recurso que, de forma general, se fija trimestralmente, se debe cubrir, también, (además del margen de beneficios para las CUR) el coste de adquirir la energía en el mercado diario e intradiario, siendo esto último, la gran particularidad del sistema TUR. Con otras palabras, dado que en el mercado diario se adquiere energía para cada hora a un precio diferenciado, puede darse un riesgo de que la Tarifa de Último Recurso no sea capaz de cubrir los gastos que para las CUR supone adquirir los paquetes de energía en el mercado libre. Estamos hablando, por tanto, de una operación sujeta a un riesgo financiero, por lo que en las subastas CESUR entran en juego entidades financieras como agentes intermedios, que absorben el posible riesgo de que la recaudación de la TUR no cubra los costes derivados del mercado diario.

Dado que la TUR se renueva trimestralmente, en la subasta CESUR, a diferencia de la subasta en el mercado diario, los contratos de energía no son acordados en un sistema pool de intercambio inmediato, sino que el precio de electricidad se determina mediante contratos de futuro, siendo, a su vez, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo quien fija, con antelación, el montante de energía eléctrica que se va a subastar para cubrir la demanda de electricidad estimada o prevista para los consumidores acogidos a la TUR. Por lo demás, el funcionamiento de la subasta es similar al del mercado mayorista, basado en un sistema de subastas de tipo descendente por la que los productores van colocando cantidades de electricidad, bajando el precio de salida, hasta cubrir la totalidad de la demanda.

No obstante, a pesar de que con la subasta CESUR se fija el componente de mercado de una tarifa eléctrica regulada por el Estado, la organización de la misma se encuentra privatizada, de nuevo, en el polo español del Mercado Ibérico de la Energía (OMEL), eso sí, bajo la supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y su Comisión Nacional de Energía (CNE).

En definitiva, las 24 subastas CESUR realizadas hasta el momento, realmente, han supuesto la financiarización del sistema que fija en última instancia el componente de mercado del precio de la electricidad, al que deben hacer frente la práctica totalidad de los consumidores domésticos y pequeñas empresas. Este precio, por tanto, depende del número de entidades financieras dispuestas a acudir a las subastas CESUR y del riesgo que éstas sean capaces de asumir, lo que, inevitablemente, lleva a cuestionarnos la eficiencia y la transparencia de este mecanismo de subastas. En palabras de Jorge Fabra, ex presidente de REE, “el mecanismo de subastas debería ser más simple y no debería existir porque este tipo de subasta es inflacionista” y apunta, además, que la financiarización de la energía eléctrica en España ha provocado que no se compre energía, sino derivados financieros de la electricidad que disparan el precio. Estas declaraciones de este economista se producen a raíz de que en diciembre de 2013, tras la celebración de la subasta CESUR (que determinaría la TUR de enero de 2014), la componente de mercado se incrementara en un 11% dando lugar a una de las mayores subidas del precio de la electricidad hasta entonces vistas, y que, finalmente, fue anulada tras la petición del Gobierno de que se investigara el resultado de la mencionada subasta.

Es más, en la misma línea Fabra afirma que “los precios que pagamos los consumidores no se corresponden a los costes medios de producción del sistema, sino que el precio refleja el coste marginal que es mucho mayor”. Esto permite a las empresas generadoras obtener amplísimas sobre-retribuciones al acudir a la subasta con unidades productoras basadas en diversas tecnologías de generación, con costes medios reducidos e incluso nulos. Esta idea será desarrollada en el siguiente apartado.

#### **4.3. LA DIVERSIDAD DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO Y EL PROBLEMA DE LA SOBRE-RETRIBUCIÓN.**

Un aspecto básico del Sistema Eléctrico español y que añade un importante grado de complejidad al mismo es, precisamente, la diversidad de tecnologías de producción de electricidad (que implica la existencia de un alto grado de heterogeneidad de costes de generación para las distintas unidades de producción que acuden a los mercados) y, por contra, la homogeneidad del producto, que condiciona que todos los MW de electricidad producidos se retribuyan al mismo precio, independientemente de cuál sea la tecnología de generación.

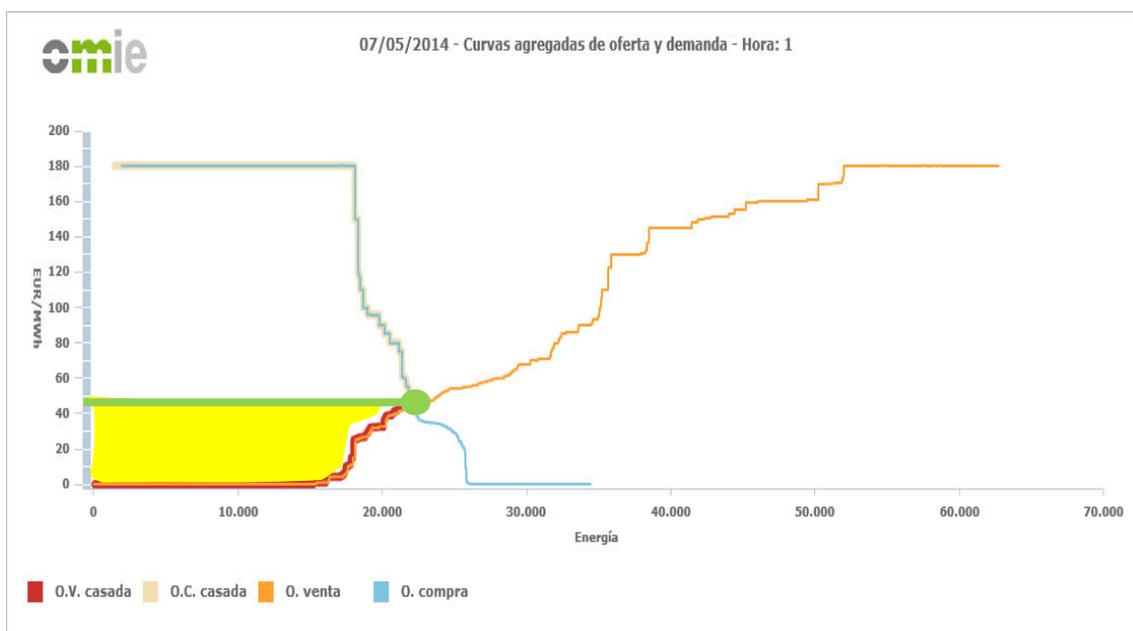
Para ilustrar más esta idea, tecnologías como la nuclear, con costes fijos elevados derivados de la recuperación y amortización de la inversión en centrales nucleares, pero con costes variables muy poco significativos, son las más adecuadas para producir un número amplio de horas. Sin embargo, tecnologías como las de ciclo combinado presentan costes variables importantes debido a su dependencia a la alta volatilidad del precio del gas que es usado como combustible, lo que adecúa a este tipo de fuentes de generación a operar sólo en aquellas horas donde la demanda sea más alta y no pueda ser cubierta por otras tecnologías de costes variables bajos o casi nulos como la eólica.

Dado que, según el artículo 16 del título III de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico “la energía eléctrica negociada a través de los mercados diario e intradiario se retribuirá sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía

eléctrica ofertada en los mismos”, el precio de retribución que determina el mercado no coincide, para determinadas tecnologías, con el coste de generar esa misma electricidad. La consecuencia de todo esto es que centrales que forman parte del parque histórico de generación, como las centrales nucleares y la gran hidráulica, cuyas inversiones ya han sido amortizadas y recuperadas con ayuda de compensaciones ya mencionadas como “La Moratoria Nuclear” o los CTC, y que, hoy en día, siguen acudiendo a los mercados, se encuentran altamente sobre-retribuidas y proporcionan amplísimos beneficios a las empresas generadoras propietarias de las mismas.

Para comprender con mayor facilidad esta idea, retomamos el Gráfico 4.5.:

**Gráfico 4.5. Ejemplo de curvas agregadas de oferta y demanda en el Mercado Diario para la Hora 1 (07/05/2014).**



Fuente: OMIE

En este mismo gráfico, podemos observar como el precio de equilibrio para la Hora 1 del día 7 de mayo de 2014 (el obtenido por el cruce de las curvas agregadas de oferta y demanda, y marcado con el punto verde) es muy superior para el amplio primer tramo de la curva agregada de oferta. Asimismo, este primer tramo que, generalmente, se corresponde con los MW generados mediante centrales nucleares y gran hidráulica fluyente (donde no es posible el almacenamiento de los recursos hídricos), es una oferta realizada a precio cero, ya que el verdadero motivo para fijar los precios de los diferentes tramos de oferta es la idea del coste de oportunidad, que engloba los costes de producción así como otros condicionantes, tales como el coste de parar y arrancar, por ejemplo, una central nuclear. Este coste es tan elevado que es rentable para este tipo de generadores actuar como potencia base y mantener un nivel de producción fijo, dejando que el precio de retribución que finalmente reciben lo determinen el resto de tecnologías de generación que ofertan a precios más elevados.

Así, al igual que cada tecnología evalúa de forma distinta sus costes variables, también lo hará con sus costes de oportunidad, dando lugar a que las centrales térmicas y de ciclo combinado estén más condicionadas por el coste de su combustible, por las

expectativas de evolución de dichos precios o por la capacidad de stock. Esto eleva sus costes de oportunidad por encima de los evaluados en, por ejemplo, tecnologías como las centrales hidroeléctricas, cuya operatividad viene condicionada, en este caso, por factores meteorológicos y no tanto por el coste de su fuente de energía, el agua que utilizan gratuitamente.

Por lo tanto, las empresas eléctricas generadoras, que tienen el poder de decidir qué unidades de producción van introduciendo como oferta en el mercado para suministrar la demanda agregada de cada franja horaria, procurarán que el precio de retribución lo fije, en última instancia, la tecnología de producción con el coste de oportunidad más elevado, todo ello con la finalidad de maximizar la sobre-retribución que perciben centrales nucleares e hidroeléctricas. Esto nos lleva a afirmar que parte del origen del déficit tarifario se encuentra detrás de este problema, por una simple consideración de tipo legal o normativo en la que se acuerda que sea el precio de equilibrio el que retribuya a todas las unidades generadoras, y no se lleve a cabo una discriminación o evaluación de los costes de generación reales de cada tecnología por separado. Es más, los precios que determina el mercado mayorista eléctrico español no están revelando a los consumidores los verdaderos costes del suministro eléctrico en nuestro país, y provoca, además, que se den diferentes grados de rentabilidad entre unas y otras tecnologías.

Esta situación lleva a que, desde asociaciones de consumidores y de productores de energías renovables o de régimen especial, se critique la existencia de *windfall profits* (o “beneficios caídos del cielo”, en su traducción al español) que se corresponderían precisamente con la sobre-retribución obtenida como la diferencia entre el precio de retribución y el precio de oferta de cada tecnología.

El cálculo de estos *windfall profits* en los casi 17 años de vigencia de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 es una tarea prácticamente imposible. No obstante, si recordamos que estas mismas centrales (propiedad, de las cinco grandes eléctricas españolas<sup>33</sup>), que han formado parte del parque histórico de generación, percibieron, además, durante sus años de vigencia las compensaciones de la “Moratoria Nuclear” y los CTC (por unos importes de 4.383 millones de euros y 11.979 millones de euros, respectivamente, lo que hace un total de 16.362 millones de euros), fácilmente, el déficit tarifario acumulado de casi 30.000 millones de euros podría estar compensado por este tipo de sobre-retribuciones que constituyen los *windfall profits*.

Finalmente, puede comprobarse que a lo largo de este apartado no se ha hecho mención de la retribución que perciben las fuentes productoras renovables y de régimen especial, que también acuden como unidades productoras a las subastas y a precio cero. La razón está en que este tipo de generación se retribuye mediante las denominadas primas que, a semejanza de los *windfall profits*, constituyen el principal argumento para las asociaciones y patronales de productores eléctricos de régimen convencional, como UNESA, para justificar la existencia del déficit tarifario, cuestión que será tratada en el próximo apartado.

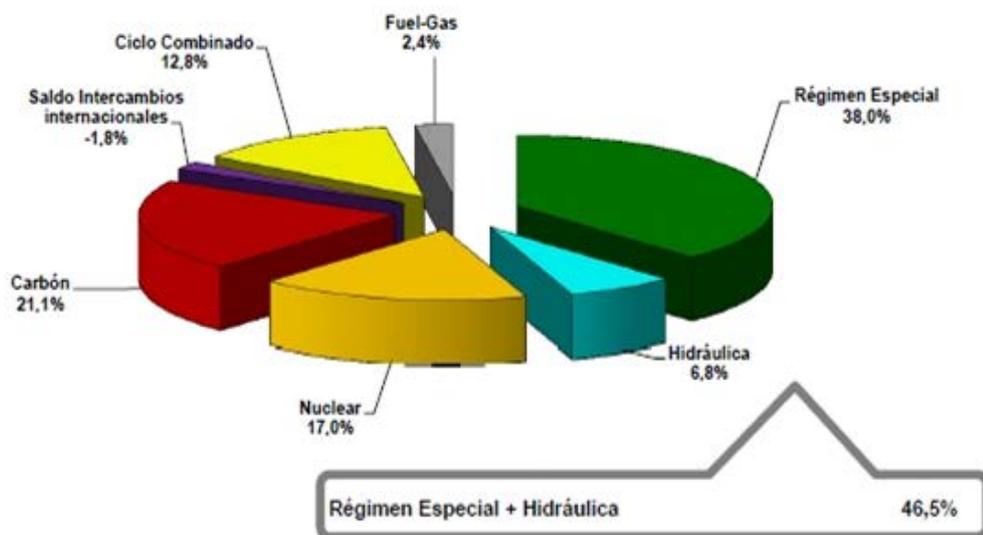
---

<sup>33</sup> Recordemos que se trata de Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Hidrocantábrico Energía y E.On.

#### 4.4. LA GENERACIÓN MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS PRIMAS AL RÉGIMEN ESPECIAL.

Históricamente, el peso de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables ha sido escaso en relación al resto de tecnologías de generación convencionales. Sin embargo, en los últimos años, se ha producido un desarrollo muy importante de las mismas, gracias a la existencia de sucesivos marcos normativos favorables e incentivadores para el desarrollo de este tipo de tecnologías de producción eléctrica. Un ejemplo de ello, es el *Plan de Fomento de las Energías Renovables (2000-2010)*<sup>34</sup> cuyo objetivo se dirigía a generar el 30% de la electricidad demandada a partir de fuentes renovables en el año 2010. Este objetivo se cumplió holgadamente en dicho año en el que el 35% de la electricidad generada en nuestro país procedía de fuentes de generación renovables, tendencia que se ha mantenido hasta la actualidad, puesto que, como se puede apreciar en el siguiente gráfico, en diciembre de 2013, el 38% de la demanda de electricidad fue cubierta a partir de unidades productoras de régimen especial (entre las que podemos encontrar la generación fotovoltaica o eólica). Es más, si tenemos en cuenta que la generación hidráulica cubre en este mismo mes un 6,8% de la demanda, en total, un 46,5% de la demanda fue cubierta a partir de fuentes de energía renovables, constituyendo la primera fuente de generación eléctrica del país.

**Gráfico 4.6. Cobertura de la demanda eléctrica por fuente de generación. Diciembre de 2013.**



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español)

Como se especificó al final del anterior apartado, las fuentes de generación renovable o de régimen especial también acuden al mercado mayorista como unidades productoras, pero su mecanismo de retribución difiere del que afecta a las unidades de producción de régimen convencional. Las primas de producción eléctrica acogida al régimen especial<sup>35</sup> (mal llamadas subvenciones en algunos medios y publicaciones) son el sistema empleado para retribuir (conjuntamente con el precio de mercado) a los productores de

<sup>34</sup> Plan elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en 1999.

<sup>35</sup> La Comisión Nacional de Energía (CNE) define al régimen especial a toda aquella producción de energía eléctrica procedente de instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW y que utilizan fuentes de energía renovable (solar, eólica, biomasa y pequeña hidráulica), residuos o cogeneración.

este tipo de generación eléctrica que deciden vender su producción en el mercado mayorista. Estas primas se corresponden, en realidad, con una compensación de las externalidades positivas que produce la generación eléctrica a partir de unidades de producción de régimen especial (tales como la reducción de la emisión de CO<sub>2</sub> que reduce notablemente el coste económico de adquirir los derechos de emisión y contribuye al cuidado del medioambiente), beneficios éstos que no vienen reflejados correctamente en el precio de mercado y que impide que quienes generan la externalidad puedan apropiarse del rendimiento asociado a la misma.

Concretamente, el comercio de derechos de emisión es un instrumento de mercado, mediante el que se crea un incentivo o desincentivo económico que persigue un beneficio medioambiental: que un conjunto de plantas industriales reduzcan colectivamente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Para ello, el Estado establece un límite sobre la cantidad de gases contaminantes que pueden ser emitidos y las empresas compran los derechos de emitir una cantidad determinada de residuos. Así, las fuentes de energía renovable, al no emitir gases contaminantes, contribuyen a minimizar la factura agregada que asume la industria eléctrica en concepto de derechos de emisión.

Por tanto, de nuevo, el Estado (que incluye el coste de las primas de producción eléctrica acogida al régimen especial en la parte regulada de la tarifa, es decir, en los ya citados “peajes de acceso”) debe realizar una valoración estimada de dichas externalidades positivas, estableciendo un “precio reconocido” a la electricidad generada por este tipo de tecnologías. Así, la cuantía de estas primas se calcularía como la diferencia entre el “precio reconocido” a la energía procedente de unidades productoras de régimen especial y el precio que determina diariamente el mercado mayorista de electricidad. Este importe de las primas es revisado y determinado trimestralmente por el Gobierno, al mismo tiempo que se establecen los “peajes de acceso”, ya que como hemos recalcado, estas primas recaen sobre la parte fija o regulada de la tarifa eléctrica.

Dado que las plantas de generación de régimen especial ofertan en el mercado diario a precio cero y bajo “prioridad en el despacho”<sup>36</sup>, y dado que toda la generación se paga al precio de la última unidad de generación casada en el mercado, las unidades productoras de régimen especial reducen el coste de la energía fijado en el mercado. Esto condiciona que un menor precio en el mercado eléctrico se traduzca en un incremento directo de volumen de primas que reciben las unidades generadoras de régimen especial.

Este desplazamiento que sufren las tecnologías productoras de régimen convencional (la curva de oferta del mercado se desplaza hacia la derecha, reduciendo el precio de retribución), ante el avance de las unidades generadoras de régimen especial, es lo que, precisamente, suscita las críticas por parte de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA<sup>37</sup>) y lo que impulsó la petición por parte de estas grandes eléctricas de los denominados “pagos por capacidad” a las centrales que están paradas (por no

---

<sup>36</sup> El concepto de “prioridad en el despacho” se traduce en que según directivas comunitarias de la Unión Europea, las energías renovables deben ser las primeras unidades productoras que se integren en el sistema de fijación de precios del mercado diario e intradiario.

<sup>37</sup> Las empresas asociadas que forman UNESA son las del Grupo Endesa, el Grupo Iberdrola, el Grupo Gas Natural Fenosa, E.ON España y EDP energía).

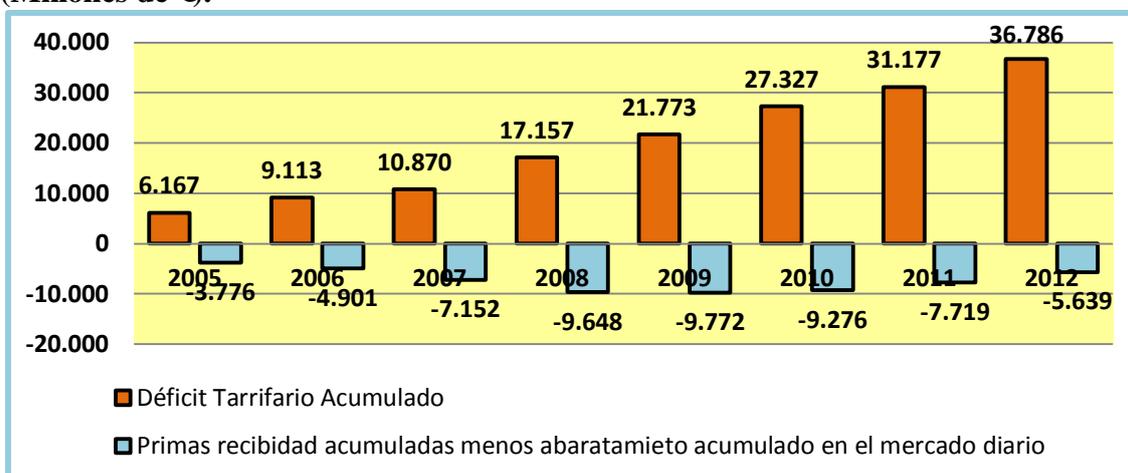
lograr la casación de su producción en el mercado) a cambio de su simple disponibilidad como potencia instalada de reserva.

Pero, ¿qué relación tienen las primas de producción eléctrica acogida al régimen especial como factor explicativo del déficit tarifario? Como ya hemos recalcado, el volumen de primas a abonar recae en los “peajes de acceso” que componen la parte fija de la Tarifa de Último Recurso (TUR), tarifa regulada a la que, como vimos, se acoge la práctica totalidad de pequeños consumidores domésticos y empresas. Sin embargo, el Gobierno, que es quien fija trimestralmente los peajes de acceso, ha establecido, sistemáticamente, unos peajes inferiores a los necesarios para cubrir la totalidad de costes *reconocidos* del sistema (que no necesariamente coinciden con los costes *reales* del mismo), con la finalidad de mantener artificialmente bajo el precio de la electricidad en España, bien con fines electoralistas o bien porque el precio de la energía es un factor decisivo en el comportamiento de la competitividad de nuestra economía. De ahí que una recaudación de la tarifa eléctrica que no es capaz de cubrir los costes *reconocidos* de nuestro sistema eléctrico haya generado un déficit tarifario.

Esta situación ha derivado en un cruce de acusaciones entre productores de régimen convencional y productores de régimen especial, que se culpan mutuamente de contribuir a la brecha entre ingresos por tarifa regulada y costes reconocidos del sistema. Los primeros, los productores de régimen convencional, denuncian al gran volumen de primas a la producción de régimen especial como las causantes de agravar esta brecha, mientras que los productores de energías renovables, acusan a las grandes eléctricas de inflar los costes *reconocidos* de generación por encima de sus verdaderos costes reales, bajo el consentimiento del Gobierno que acepta estas cifras como correctas sin una verdadera intervención de la actividad económica y financiera de estas grandes multinacionales.

Sin embargo, desde la Asociación de Productores de Energías Renovables se ha hecho público en el año 2012 un “*Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*”, en el que se justifica que “sin la participación de las energías renovables en el mercado, el déficit de tarifa pudiera haber sido 5.600 millones de euros superior entre 2005 y 2012”. Esta información, viene apoyada con el siguiente gráfico:

**Gráfico 4.7. Déficit de tarifa acumulado frente al abaratamiento neto acumulado por reducción de precios en el mercado eléctrico. Datos anuales de 2005 a 2012. (Millones de €).**



Fuente: APPA

Según enuncia el propio *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*, “el volumen total de primas recibidas por las energías renovables en el periodo 2005-2012 ha ascendido a 26.899 millones de euros, mientras que el ahorro producido en el *pool* por la existencia de estas energías en el mismo periodo ha sido de 32.538 millones de euros. En términos acumulados, en el periodo 2005-2012, el déficit tarifario generado anualmente es de 36.786 millones de euros, mientras que el abaratamiento neto acumulado (ahorros en el mercado menos primas recibidas) en el sistema eléctrico derivado de la existencia de energías renovables durante el mismo periodo fue de 5.639 millones de euros. Por tanto, sin renovables, el déficit pudiera haberse incrementado en la misma cantidad” (APPA, 2012: 117).

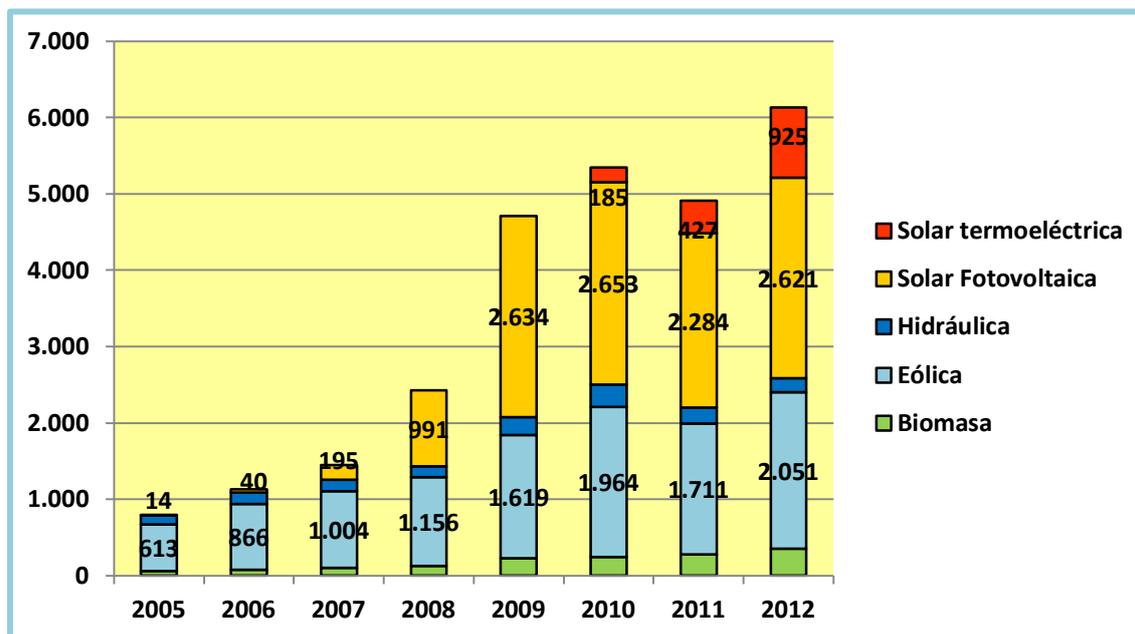
Sin embargo, en el sistema eléctrico español debemos resaltar que se han dado importantes problemas en el propio diseño de las primas, lo que ha provocado graves efectos equivocados, sobre todo, en el caso de la energía fotovoltaica. Concretamente, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, estableció una elevada retribución para fomentar el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas dentro del contexto del *Plan de Fomento de las Energías Renovables (2000-2010)* que atrajo a numerosos inversores (muchos de ellos extranjeros, procedentes de países de oriente próximo como Arabia Saudí, y otros tantos extranjeros y nacionales que abandonaban el sector de la construcción, el cual comenzaba a sufrir las consecuencias del estallido de la burbuja inmobiliaria).

Este Real Decreto establecía una tarifa de 41,75 cent€/Kwh para toda aquella potencia fotovoltaica instalada superior a los 100 Kw y de 44,04 cent€/Kwh a la potencia instalada inferior a la señalada anteriormente. El problema aparece cuando, para obtener el mayor importe de primas, los productores de energía fotovoltaica optaron por dividir las plantas generadoras en varias unidades de producción individuales con una potencia inferior a los 100 Kw, lo que unido a una evolución exponencial de la potencia fotovoltaica instalada<sup>38</sup>, muy por encima de las previsiones que recogía el *Plan de Energía Renovables*, se produjera el conocido como *boom* o burbuja fotovoltaica del sistema eléctrico español.

---

<sup>38</sup> El objetivo delimitado en el Plan de Fomento de las Energías Renovables era que en 2010 la potencia fotovoltaica instalada fuera de unos 400MW. No obstante, en 2008 y como un reflejo claro de los efectos de la burbuja fotovoltaica la potencia instalada en España era de 3,2 GW, según datos de la organización “Observatorio Crítico de la Energía”.

**Gráfico 4.8. Desglose de las primas recibidas de 2005 a 2012 por tecnología. Datos anuales. (Millones de €).**



Fuente: APPA

Como puede observarse en el anterior gráfico, es la energía fotovoltaica la que concentra, como consecuencia de una mala planificación y un mal diseño de la normativa que regula estas actividades, un mayor peso sobre el total de las primas recibidas a los productores de régimen especial.

En definitiva, una actuación irresponsable de los organismos reguladores sobre tecnologías como la fotovoltaica puede ocasionar graves efectos negativos sobre el resto de fuentes de generación acogidas al régimen especial. Esto ha ocasionado que las primas sean duramente desprestigiadas por parte de algunos sectores y medios de comunicación y se les acuse de ser las únicas responsables del déficit tarifario. No obstante, no deben pasarse por alto los beneficios que las unidades productoras de régimen especial aportan a nuestro sistema eléctrico y a la economía española, por ejemplo, en términos de reducción del precio de la energía así como en términos de reducción de la dependencia energética.

## 5. CONCLUSIONES

Llegados a este punto y tras haber presentado tanto las principales características del Sistema Eléctrico español como un amplio abanico de factores condicionantes del déficit de tarifa, se pueden establecer una serie de conclusiones que, a continuación, procedemos a presentar.

En primer lugar, tal y como fue presentado al inicio de esta memoria, la Ley 54/1997 surge a raíz del pensamiento de que la mejor manera de fijar el funcionamiento del Sistema Eléctrico español es a través de un mercado, que actuase como mecanismo eficiente para establecer el precio de la electricidad. Un precio éste que derivase, mediante el intercambio de información entre productores y consumidores de dicho

mercado, en el menor precio posible de la electricidad. De hecho, en la propia Ley del Sector Eléctrico de 1997 se reconoce como un objetivo básico del Sistema Eléctrico el de garantizar la producción y suministro de energía al menor coste posible.

Sin embargo, el sistema de mercados diario e intradiario no posibilita el incentivo de las tecnologías de generación más eficientes y con un menor coste de producción. La diversidad de fuentes de generación y la actual organización o funcionamiento del mercado facilitan que los beneficios de las distintas unidades productoras, dependan de la propia eficiencia de su tecnología como de su picaresca frente al resto de productores. Como las empresas generadoras, tienen el poder de decidir qué unidades de producción van introduciendo como oferta en el mercado para suministrar la demanda agregada de cada franja horaria, procurarán que el precio de equilibrio lo fije, en último término, la tecnología de producción con el precio de casación más elevado.

Además, si recordamos que los segmentos de generación, distribución y comercialización de electricidad, en claro incumplimiento de la Ley del Sector Eléctrico (recordemos que una misma compañía no puede realizar su actividad simultáneamente en un segmento regulado -distribución- y un segmento “liberalizado” –comercialización y generación-) se encuentran controlados, mediante el mecanismo del *holding*, por las mismas empresas, las grandes eléctricas tienen el poder de plantear sus estrategias de producción maximizadoras de beneficios para todas sus unidades generadoras. Por tanto, un mercado eléctrico de claro carácter oligopolista no puede garantizar de ninguna forma un mercado competitivo, básico para asegurar la eficiencia y el mínimo coste en los procesos de generación, distribución y comercialización de electricidad.

En más de 16 años de la Ley 54/1997 no se ha vislumbrado ningún resquicio de verdadera competencia en el mercado eléctrico, así como tampoco se ha cumplido la suposición de que el paso del “Marco Legal Estable” al *mercado libre* supusiese una reducción del precio de referencia de la electricidad y, por consiguiente, una electricidad más barata para el consumidor final. Al contrario, padecemos las consecuencias en términos de competitividad que supone tener uno de los precios de la electricidad más elevados de la Unión Europea, sólo por detrás de Chipre y Malta.

En segundo lugar, un mercado eléctrico en el que los precios de la electricidad que finalmente pagan los consumidores se acuerdan directamente entre las unidades productoras y sus “filiales” comercializadoras en mercados *Over The Counter* donde las casaciones no tienen la obligatoriedad de hacerse públicas, de ningún modo puede garantizarse que la actividad de los mercados eléctricos en nuestro país se lleve a cabo en condiciones de transparencia, objetividad e independencia. Menos aún cuando en las subastas CESUR, que determinan la evolución del componente de mercado de la Tarifa de Último Recurso, intervienen únicamente las 5 Comercializadoras de Último Recurso (ya especificadas en la memoria) y participan entidades financieras que tienen en sus manos el poder de especular e inflar artificialmente el componente de mercado de la factura eléctrica que asumen la práctica totalidad de pequeños consumidores. No obstante, trascienden a la opinión pública los incrementos en el componente regulado de la tarifa eléctrica (los “peajes de acceso”) como únicos causantes de los incrementos en el precio de la electricidad, olvidándose de los efectos que los “misteriosos” sistemas de subasta tienen sobre la evolución al alza de los precios de la energía.

En tercer lugar, y atendiendo a la definición de déficit tarifario, las dos razones que explican el origen del mismo son bien unos costes *reconocidos* excesivos en el sistema eléctrico español, o bien una recaudación por tarifas eléctricas insuficientes para cubrir dichos costes. En el fondo, la vorágine del déficit tarifario es consecuencia de un mal diseño regulatorio y de una nefasta política energética que no ha sido capaz de plantear el modelo energético deseado para España.

Esto se basa en que, como vimos, desde 1997, los sucesivos Gobiernos han mantenido unos “peajes de acceso” artificialmente inferiores a los necesarios para cubrir la totalidad de costes *reconocidos* del sistema y que no necesariamente coinciden con los costes *reales* del mismo, porque recordemos que en los “peajes” se han incluido conceptos como los Costes de Transición a la Competencia (CTC), que constituyen un ejemplo claro de costes *reconocidos* por el Gobierno que no debieron ser cargados en la tarifa eléctrica (como así se demostró en el apartado 3.2.) y que han contribuido a incrementar la brecha del déficit de tarifa. Con otras palabras, los costes *reconocidos* en la legislación, que regula y ha regulado el funcionamiento de nuestro Sistema Eléctrico y que ha repercutido positivamente en el beneficio particular de las grandes eléctricas, están por encima de los costes reales que asumen empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras.

Es decir, el actual diseño de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, sobre todo, con respecto al marco retributivo, ha proporcionado importantes *beneficios regulatorios* a las grandes eléctricas, que durante años han percibido y perciben compensaciones como la Moratoria Nuclear o los pagos por capacidad a modo de saneamiento financiero por inversiones irresponsables, cuya carga ha recaído en la tarifa eléctrica que abonan los consumidores, y con el consentimiento del Gobierno que incluye varios de estos conceptos en las sucesivas actualizaciones de los “peajes de acceso”. Conceptos que no forman parte del componente regulado de la tarifa eléctrica en su importe íntegro, sino que son cargados en la factura eléctrica en un menor importe con su correspondiente cargo al montante de déficit tarifario.

Por último, como ha quedado patente a lo largo de esta memoria, el Sistema Eléctrico español padece un grave problema de exceso de potencia eléctrica instalada, como consecuencia de la nula capacidad de planificación y diseño del modelo energético en nuestro país. Este exceso de capacidad tenderá a agravarse con el claro avance experimentado en los últimos años en la instalación de tecnologías renovables que forman parte del llamado régimen especial. Como hemos visto, estas tecnologías, que ofertan su energía en los mercados a precio cero, al ostentar la “prioridad en el despacho” desplazan a las unidades de producción de régimen convencional menos competitivas y más costosas, que acusan abiertamente a las renovables como causantes del déficit tarifario.

Esta situación unida de nuevo a una regulación poco acertada, ha supuesto para el conjunto del Sistema Eléctrico español el establecer mayores cargas sobre las tarifas eléctricas con el fin de sostener un sistema de retribución de primas para un volumen de producción eléctrica de régimen especial que ha superado todas las expectativas.

Esto nos lleva a concluir que se hace necesario de forma urgente redefinir el marco regulatorio que determina la retribución de la energía eléctrica así como decidir, rápidamente, en base a qué tecnologías de generación queremos diseñar nuestro futuro

parque de generación eléctrico. En una situación de altísima dependencia energética como en un contexto global de disminución de reservas de fuentes de energía convencionales, la alternativa clara es la de apostar por las energías renovables.

No obstante, la reciente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que pretende dotar al sistema eléctrico de un nuevo marco normativo capaz de reducir el alto grado de dispersión normativa alcanzado desde 1997 e indeseable en un sector económico tan relevante, reconoce que el déficit tarifario tiene sus causas en “el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema”.

Una de estas partidas que han sido objeto de reforma en recientes Reales Decretos (como en el Real Decreto Ley 2/2013) y que forma parte de los contenidos más polémicos de la nueva Ley es la destinada al pago de las primas al régimen especial (energías renovables, cogeneración y residuos). Esta nueva regulación establece la supresión a los productores de régimen especial de presentar su oferta en el mercado y recibir, además, su correspondiente prima. En su lugar, las opciones de venta de la electricidad generada en unidades de producción de régimen especial se traducen en vender su electricidad en el mercado mayorista sin el complemento de las primas o en inyectar la electricidad generada al sistema recibiendo como retribución una tarifa regulada. Estas medidas tienen, de nuevo, como objetivo mantener baja la carga de los “peajes de acceso” en la tarifa eléctrica para evitar incrementos excesivos en el precio de la electricidad.

Sin embargo, estas recientes medidas no harán sino agravar la situación del Sistema Eléctrico español, en tanto a que, como se ha señalado en el apartado 4.4., las energías renovables presentan costes inferiores a los de las tecnologías de generación convencionales y han proporcionado importantes ahorros al sistema, por lo que la supresión de las primas sólo provocará efectos contraproducentes en cuanto a que se percibe como un claro desincentivo a la futura inversión de este tipo de tecnologías. Garantizar la producción de energía al menor coste posible no debería ser el objetivo único de cualquier Sistema Eléctrico, sino que ha de darse la misma relevancia a otros objetivos como disminuir los daños medioambientales derivados de la generación de electricidad, incrementar el grado de soberanía energética reduciendo las importaciones de gas, petróleo, carbón y uranio, o garantizar el suministro de electricidad a largo plazo, cuestiones que sólo se pueden lograr en España con una apuesta clara por las energías renovables.

En conclusión, el alto grado de complejidad palpable en nuestro Sistema Eléctrico no hace sino agravar la opacidad y el desconocimiento por parte de los ciudadanos del verdadero funcionamiento del mercado eléctrico español. Ello ocasiona que los propios consumidores desconozcan la verdadera finalidad de las primas al régimen especial, que son las subastas CESUR o que las fuentes de generación de régimen convencional reciben también compensaciones e incentivos como los pagos por capacidad. Asimismo, el resultado de mantener los precios de la electricidad que paga el consumidor por debajo de los reales sólo ha contribuido a ocultar que la transición del “Marco Legal Estable” al *mercado libre* únicamente se ha traducido en un incremento del precio de la electricidad. Asimismo, y a pesar de existir claras alternativas regulatorias en manos de los sucesivos gobiernos para reducir la brecha entre ingresos de tarifa y costes *reconocidos* del Sistema Eléctrico, la realidad es que se ha mantenido

una regulación en el sector, a todas luces ineficiente e injusta para los consumidores, que no ha posibilitado el cumplimiento de los objetivos que preveía la propia Ley del Sector Eléctrico de 1997.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

Agencias (13 de diciembre de 2012). *La CNE propone "hibernar" centrales eléctricas por el exceso de producción*. Expansión. Disponible en [www.expansion.com/2012/12/13/empresas/energia/1355404052.html?a=ddba09968668453fd6a9b213e36e362e&t=1398772750](http://www.expansion.com/2012/12/13/empresas/energia/1355404052.html?a=ddba09968668453fd6a9b213e36e362e&t=1398772750)

*Boletín mensual de indicadores eléctricos de enero de 2014*. Publicaciones de CNMC. Disponible en [http://cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Boletin%20Mensual%20Indicadores%20El%C3%A9ctricos\\_Enero%202014.pdf](http://cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Boletin%20Mensual%20Indicadores%20El%C3%A9ctricos_Enero%202014.pdf)

Cerrillo, A. (11 de febrero de 2013). *La potencia eléctrica en España creció diez veces más que la demanda*. La vanguardia.com. Disponible en [www.lavanguardia.com/medio-ambiente/20130211/54366612298/potencia-electrica-espana-crecio-mas-demanda.html#ixzz30HDDbW5C](http://www.lavanguardia.com/medio-ambiente/20130211/54366612298/potencia-electrica-espana-crecio-mas-demanda.html#ixzz30HDDbW5C)

*Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012*, 2012. Publicaciones de PricewaterhouseCoopers, S.L. (pwc). Disponible en [www.pwc.es/es\\_ES/es/publicaciones/energia/assets/diez-temas-candentes-del-sector-electrico-espanol-para-2012.pdf](http://www.pwc.es/es_ES/es/publicaciones/energia/assets/diez-temas-candentes-del-sector-electrico-espanol-para-2012.pdf)

Eguiagaray, J.M. (2008). *Reflexiones sobre la incertidumbre energética*. Cuadernos de energía, Nº 21, 25-50. Recuperado de: [www.enerclub.es/es/frontNotebookAction.do;jsessionid=17294CC148E0C646E5FAB5FAE6DAF8ED?action=viewCategory&idCategoryToShow=40&publicationID=1000091276](http://www.enerclub.es/es/frontNotebookAction.do;jsessionid=17294CC148E0C646E5FAB5FAE6DAF8ED?action=viewCategory&idCategoryToShow=40&publicationID=1000091276)

*El marco legal estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997*. Publicaciones de REE. Disponible en [www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf)

*El Sistema Eléctrico español. Avance del informe 2013*. Publicaciones de REE. Disponible en [www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance\\_informe\\_sistema\\_electrico\\_2013.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2013.pdf)

*Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España, 2012*. Publicaciones de Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA). Disponible en [www.appa.es/descargas/Informe\\_2012\\_Web.pdf](http://www.appa.es/descargas/Informe_2012_Web.pdf)

Fort, M. (19 de diciembre de 2013). *Cinco claves para entender el déficit de tarifa de las eléctricas*. La vanguardia.com. Disponible en [www.lavanguardia.com/economia/20131219/54398348086/deficit-tarifario.html#ixzz2sx4AuF5x](http://www.lavanguardia.com/economia/20131219/54398348086/deficit-tarifario.html#ixzz2sx4AuF5x)

*Información básica de los sectores de la energía, 2012.* Publicaciones de CNE. Disponible en [www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA002\\_12.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA002_12.pdf)

*Informe eléctrico. Memoria de actividades y memoria estadística 2012.* Publicaciones de UNESA, Asociación Española de la Industria Eléctrica. Disponible en [www.unesa.es/biblioteca/category/10-memorias](http://www.unesa.es/biblioteca/category/10-memorias)

*Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.* Publicado en «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2013, páginas 105198 a 105294 (97 págs.) Recuperado de [www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645)

*Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.* Publicado en «BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126 (30 págs.) Recuperado de [www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340)

López, J. (2000). *La determinación de los Costes de Transición a la Competencia en el sector eléctrico español.* Boletín Económico de ICE, N° 2650, 19-28.

Martínez, L. (2013). *Demanda de electricidad y déficit tarifario.* Revista de Economía Crítica, N° 15, 112-127.

Méndez, R. (29 de diciembre de 2013). *El colapso de una subasta perversa.* El País. Disponible en [http://economia.elpais.com/economia/2013/12/28/actualidad/1388255952\\_868007.html](http://economia.elpais.com/economia/2013/12/28/actualidad/1388255952_868007.html)

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Secretaría de Estado de Energía. Energía Eléctrica. [www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/Index.aspx](http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/Index.aspx)

Mota, J. (7 de abril de 2011). *El yugo de la tarifa eléctrica.* El País. Recuperado de [http://elpais.com/diario/2011/04/07/opinion/1302127212\\_850215.html](http://elpais.com/diario/2011/04/07/opinion/1302127212_850215.html)

OMEL. [www.omelmercados.es/omel-mercados](http://www.omelmercados.es/omel-mercados)

OMIE. [www.omie.es/inicio](http://www.omie.es/inicio)

*Plan de fomento de las energías renovables en España (1999).* Publicaciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Disponible en [www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_4044\\_PFER\\_2000-10\\_1999\\_1cd4b316.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_4044_PFER_2000-10_1999_1cd4b316.pdf)

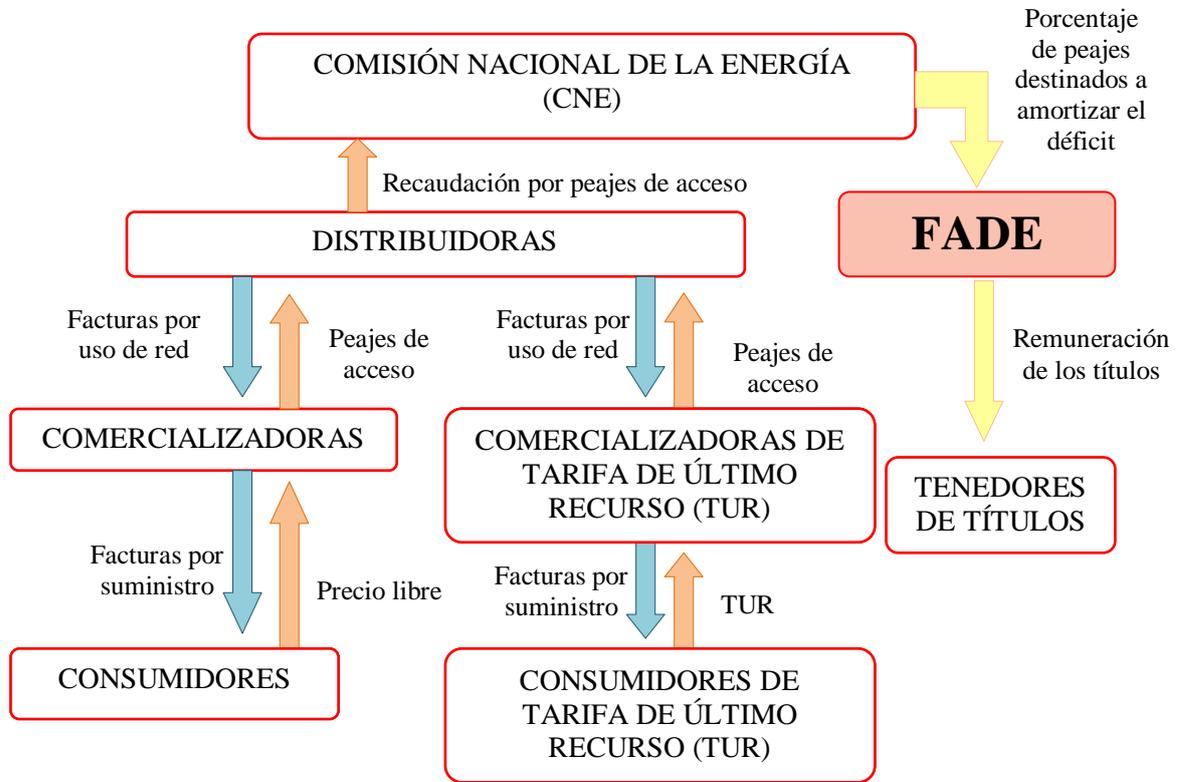
*Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril por el que se crea el FADE.* Publicado en «BOE» núm. 111, de 7 de mayo de 2009, páginas 39404 a 39419 (15 págs.) Recuperado de [www.boe.es/boe/dias/2009/05/07/pdfs/BOE-A-2009-7581.pdf](http://www.boe.es/boe/dias/2009/05/07/pdfs/BOE-A-2009-7581.pdf)

Red Eléctrica de España (2014). *Marco regulatorio.* [www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio](http://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio)

Red Eléctrica de España (2014). Publicaciones. Series estadísticas. *Potencia eléctrica instalada.* Disponible en [www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas](http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas)

## 7. ANEXOS

**Figura 1.1. Esquema de funcionamiento del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE).**



**Fuente: Elaboración propia a partir de informaciones de FADE y CNE**

Como puede observarse en la Figura 1, las compañías distribuidoras recaudan a las comercializadoras los denominados “peajes de acceso”. Estos últimos forman parte del componente fijo de las facturas a las que hacen frente los consumidores (tanto los sujetos a mercado libre como a TUR) y que, finalmente, son transferidos a la CNE. Ésta última destina un porcentaje de la recaudación por “peajes de acceso” al Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico para hacer frente a la amortización y al pago de intereses, derivados de la titulación y emisión de los derechos de cobro reconocidos a las eléctricas, en concepto de déficit tarifario.

## **Extracto de la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 acerca de los Costes de Transición a la Competencia.**

*Se reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo, previsto en la presente Ley, de las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, la percepción de una retribución fija, expresada en pesetas por KWH, que se calculará, en los términos que reglamentariamente se establezcan, como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos por estas empresas a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la producción en el artículo 16.1 de la presente Ley.*

*Durante un plazo máximo de diez años desde la entrada en vigor de la presente Ley, el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo de esta retribución fija con la distribución que corresponda. No obstante, si las condiciones del mercado lo hacen aconsejable, una vez cumplidas las condiciones y compromisos establecidos en esta disposición transitoria, el Gobierno podrá reducir el citado período de diez años.*

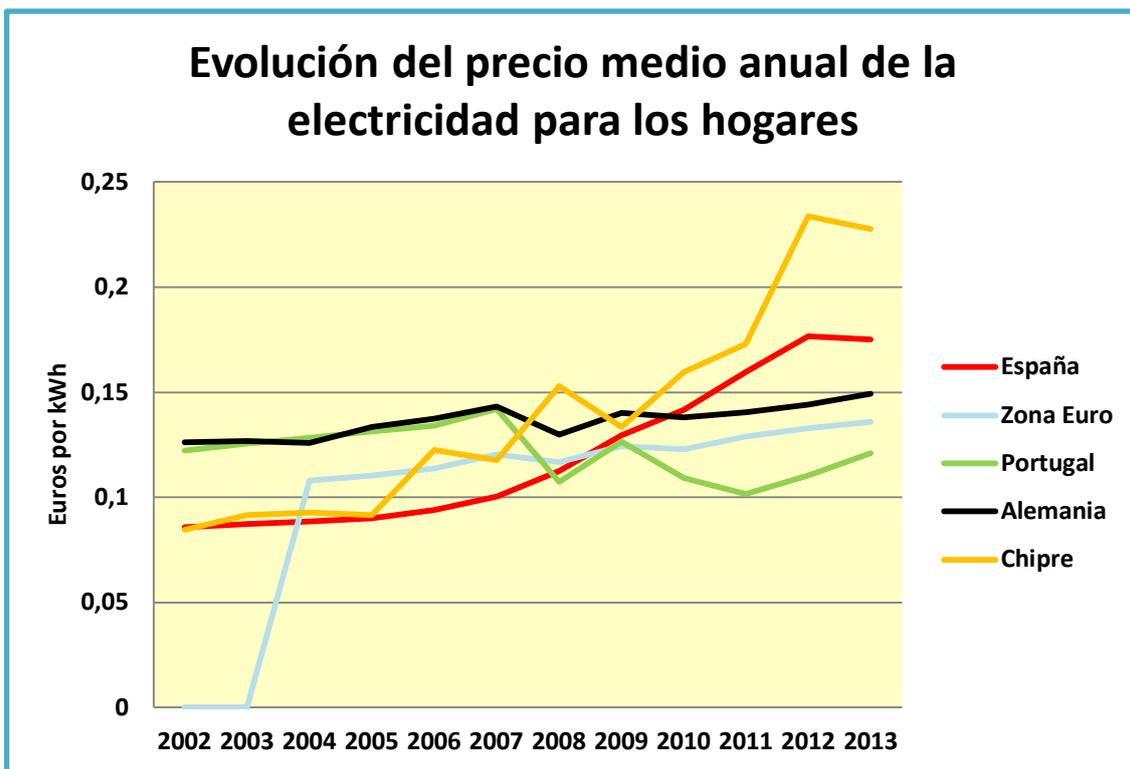
*Los costes que se deriven de esta retribución serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema, en los términos que reglamentariamente se establezcan y su importe base global, en valor a 31 de diciembre de 1997, nunca podrá superar 1.988.561 millones de pesetas (\*), incluyéndose en este importe el valor actual de los incentivos al consumo garantizado de carbón a que hace referencia el párrafo primero de la disposición transitoria cuarta.*

*Si el coste medio de generación a que se refiere el artículo 16.1 de la presente Ley a lo largo del período transitorio, resultara en media anual superior a 6 pesetas (\*\*), por KWH, este exceso se deducirá del citado valor actual.*

(\*) 11.979 millones de €

(\*\*) 3,606 cent €

**Gráfico 3.1. Evolución del precio medio anual de la electricidad para los hogares. (Euros por Kwh.)**



Fuente: Eurostat

País\Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Zona Euro	:	:	0,108	0,1103	0,1137	0,1203
Alemania	0,1261	0,1267	0,1259	0,1334	0,1374	0,1433
España	0,0859	0,0872	0,0885	0,09	0,094	0,1004
Chipre	0,0845	0,0915	0,0928	0,0915	0,1225	0,1177
Portugal	0,1223	0,1257	0,1283	0,1313	0,134	0,142

País\Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Zona Euro	0,1169	0,1244	0,123	0,129	0,133	0,136
Alemania	0,1299	0,1401	0,1381	0,1406	0,1441	0,1493
España	0,1124	0,1294	0,1417	0,1597	0,1766	0,1752
Chipre	0,1528	0,1336	0,1597	0,1731	0,2338	0,2277
Portugal	0,1074	0,1264	0,1093	0,1015	0,1105	0,121

**Extracto artículo 16. “Retribución de las actividades y funciones del sistema” de la Ley 54/1997 del Sistema Eléctrico español.**

*1. La retribución de la actividad de producción incorporará los siguientes conceptos:*

*a) La energía eléctrica negociada a través de los mercados diario e intradiario que se retribuirá sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mismos.*

*b) Los servicios de ajuste del sistema necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor.*

*c) Adicionalmente el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.*

*2. La retribución de la actividad de transporte se establecerá reglamentariamente atendiendo a los costes de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones.*

*3. La retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.*

*4. Sin perjuicio de lo establecido en relación con el suministro de último recurso, la retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte por las partes.*

*5. Tendrán la consideración de costes permanentes de funcionamiento del sistema los siguientes conceptos:*

- Los costes que, por el desarrollo de actividades de suministro de energía eléctrica en territorios insulares y extrapeninsulares, puedan integrarse en el sistema de acuerdo con el apartado 3 del artículo 12.*
- Los costes reconocidos al operador del sistema.*
- Los costes de funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía.*

*[...]*

*7. La retribución de la producción en barras de central de energía de los productores en régimen especial será la que corresponde a la producción de energía eléctrica, de acuerdo con el apartado 1 de este artículo y, en su caso, una prima que será determinada por el Gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.4.*

**Cuadro 4.2. Relación de centrales de ciclo combinado en España.**

Central Térmica	Provincia	Propietarios	Nº de ciclos	Potencia Instalada (MW)	Coste de la inversión (Millones €)	Año de construcción
<b>Andalucía</b>						
Arcos de la Frontera	Cádiz	Iberdrola (100%)	5	1.598	800	2005
Bahía de Algeciras	Cádiz	E.ON (100%)	2	831	400	2011
Campo de Gibraltar	Cádiz	Gas Natural 50%; Cepsa, 50%	2	763	370	2004
Campanillas	Málaga	Gas Natural Fenosa (100%)	1	420	250	2011
Cristóbal Colón	Huelva	Endesa (100%)	1	392	218,5	2006
San Roque	Cádiz	Endesa (50%); Gas Natural Fenosa (50%)	2	782	340	2002
Palos de la Frontera	Huelva	Gas Natural Fenosa (100%)	3	1.186	520	2007
<b>Aragón</b>						
Castelnou Energía	Teruel	Electrabel (GDF Suez) (100%)	2	798	320	2006
Escatrón	Zaragoza	E.ON (100%)	2	1.098	400	2011
<b>Asturias</b>						
Soto de Ribera	Asturias	HC Energía (100%)	2	866	484	2008/2010
<b>Baleares</b>						
Cas de Tresorer	Palma	Endesa (100%)	2	480	213	2010
Son Reus	Palma	Endesa (100%)	2	500	180	2005
<b>Canarias</b>						
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	Endesa (100%)	2	420	325	2005/2009
Granadilla	Tenerife	Endesa (100%)	2	454	473	2007/2011

Central Térmica	Provincia	Propietarios	Nº de ciclos	Potencia Instalada (MW)	Coste de la inversión (Millones €)	Año de construcción
<b>Cataluña</b>						
Besós III	Barcelona	Gas Natural Fenosa (50%); Endesa (50%)	2	826	360	2002
Besós V	Barcelona	Endesa (100%)	2	873	436	2011
Plana del Vent	Tarragona	Alpiq (50%); Gas Natural Fenosa (50%)	2	833	360	2007
Puerto de Barcelona	Barcelona	Gas Natural Fenosa (100%)	2	892	500	2007
Tarragona	Tarragona	E.ON (100%)	1	363	259	2003
Tarragona Power	Tarragona	Iberdrola (100%)	1	424	267	2003
<b>Castilla La Mancha</b>						
Aceca	Toledo	Iberdrola (50%); Gas Natural Fenosa (50%)	2	765	500	2005/2006
<b>Comunidad Valenciana</b>						
Castellón	Valencia	Iberdrola (100%)	2	1.668	625	2002/2008
Sagunto	Valencia	Gas Natural Fenosa (100%)	3	1.255	478	2007
<b>Galicia</b>						
Puentes de García Rodríguez	La Coruña	Endesa (100%)	1	812	367	2008
Sabón	La Coruña	Gas Natural Fenosa (100%)	1	389	221,3	2008
<b>La Rioja</b>						
Arrúbal	La Rioja	Countor Global	2	799	360	2005

Central Térmica	Provincia	Propietarios	Nº de ciclos	Potencia Instalada (MW)	Coste de la inversión (Millones €)	Año de construcción
<b>Murcia</b>						
El Fangal	Murcia	GDF Suez (83%); AES (14%); Mitsubishi (3%)	3	1.219	500	2006
Escombreras	Murcia	Iberdrola (100%)	1	831	380	2005
Cartagena-Gas Natural	Murcia	Gas Natural Fenosa (100%)	3	1.268	600	2006
<b>Navarra</b>						
Castejón 1	Navarra	HC Energía (100%)	2	855	375	2002/2008
Castejón 2	Navarra	Iberdrola (100%)	1	386	180	2003
<b>País Vasco</b>						
Bahía de Bizkaia Electricidad	Vizcaya	EVE (30%); RREEF (30%); Enagás (40%)	2	829	260	2003
Boroa	Vizcaya	ESB (50%); Osaka Gas (50%)	2	749	390	2005
Santurce	Vizcaya	Iberdrola (100%)	1	402	180	2005

Fuente: Invertia ([www.invertia.com](http://www.invertia.com))