

Resumen

A lo largo del artículo se analiza el concepto de déficit tarifario, su génesis y evolución, así como los efectos negativos que genera sobre el sector eléctrico, entre los que se destaca el aumento del riesgo regulatorio, las distorsiones negativas a la eficiencia y las barreras a la comercialización y al desarrollo del mercado de futuros. Junto a esto, se lleva a cabo un análisis crítico de las medidas que ha venido adoptando la Administración para abordar el problema del déficit tarifario, detectándose las debilidades de algunas de ellas y proponiéndose medidas alternativas como base para alcanzar un marco regulatorio ortodoxo en el sector eléctrico español.

Palabras clave: déficit tarifario, riesgo regulatorio, costes regulados, sostenibilidad, competitividad.

Abstract

This paper develops an assessment on the concept of tariff deficit, its origin and evolution, as well as the negative effects generated on the electricity sector, among the most remarkable could be highlighted: increasing regulatory risk, negative distortions to efficiency, barriers to retail business and to the development of the futures market. Moreover, the paper carries out a critical analysis of the measures that have been undertaken by the Administration to address the problem of the tariff deficit, detecting their weaknesses and proposing some alternative measures, which would be the basis for achieving an orthodox regulatory framework for the Spanish electricity sector.

Key words: tariff deficit, regulatory risk, regulated costs, sustainability, competitiveness.

JEL classification: H89, K20, L50, L51, L94.

EL DÉFICIT DE TARIFA Y LA IMPORTANCIA DE LA ORTODOXIA EN LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Carlos SALLÉ ALONSO (*)

Grupo Iberdrola

I. INTRODUCCIÓN

EL presente artículo aborda el problema del déficit tarifario y su solución en el marco de la regulación del sector eléctrico español a través de seis apartados que siguen a esta introducción. En el apartado II, se describen los costes de suministro eléctrico en España y se analiza la competitividad relativa de los precios minoristas de la electricidad en el marco europeo. En el III, se explica el concepto de déficit tarifario y su financiación. El apartado IV analiza la evolución que ha registrado el déficit tarifario y las claves regulatorias de la Administración para abordar este problema. El V muestra los efectos negativos y distorsiones generadas por el déficit tarifario. En el VI se valoran las medidas que se han venido proponiendo por parte de la Administración y se presentan alternativas desde la óptica de la ortodoxia regulatoria. Por último, se presentan las principales conclusiones que se pueden extraer del análisis previo.

II. EL PRECIO DEL SUMINISTRO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y LOS COSTES QUE LO COMPONEN

1. ¿Qué elementos componen la factura que paga el consumidor por el suministro eléctrico?

Los consumidores eléctricos pagan en sus facturas por dos conceptos diferentes:

Por una parte, pagan un componente «de energía» por los costes relacionados con la producción y venta de la energía convencional (producida en centrales nucleares, de carbón, ciclos combinados a gas, hidráulica, etc.). Este coste se genera en un mercado mayorista en el que los comercializadores compran la energía a los generadores para, posteriormente, venderla a los consumidores finales.

Por otra parte, pagan lo que se llama peajes o tarifas de acceso, que son los precios regulados que establece el Gobierno para pagar: a) las redes de transporte y distribución por las que circula la energía; b) las primas al régimen especial (a las centrales de energías renovables y cogeneración que necesitan apoyos para ser rentables), y c) otros costes también regulados (como el coste de la Comisión Nacional de Energía, el del Operador del Sistema, las anualidades para recuperar déficits de años anteriores, etc.). Es un componente regulado y lo fija la Administración.

Es decir, cuando un comercializador cobra al consumidor, con ese dinero tiene que adquirir la energía, pagar los peajes que establece el Gobierno, y obtener un margen por su actividad.

2. ¿Qué costes hay detrás del suministro eléctrico?

Antes de entrar en el complejo trabajo de explicar el déficit y sus consecuencias, es necesario pro-

fundizar más en los costes que paga el consumidor y su categorización:

a) El coste de producir, transportar, distribuir y comercializar la electricidad. Estos costes son los que, en el gráfico 1, se denominan «costes propios del sistema», y representan en la actualidad más o menos el 55 por 100 de la factura de los clientes (en 2010 suponían el 50 por 100).

b) Unos costes que se han ido adicionando a la tarifa por diversos motivos (prestaciones sociales, políticas medioambientales y políticas de cohesión territorial), que no tienen nada que ver con el suministro eléctrico y han ido encareciendo la factura del consumidor.

c) Unos impuestos (IVA hasta hace poco del 18 por 100, que se ha visto incrementado recientemente al 21 por 100, y el de electricidad del 5 por 100).

La suma de los costes b) y c) podría denominarse «costes asociados a la factura eléctrica» (ver gráfico 1) y, en la actualidad, ascienden a más o menos la mitad de lo que pagan los clientes. A lo largo de los siguientes apartados se ilustra cómo el crecimiento de estos dos componentes ejerce fuertes presiones al alza sobre los costes de suministro y, por ello, es en ellos, y no en los incluidos en el apartado a) anterior, sobre los que hay que tomar las principales medidas.

El coste de producción y el coste de comercialización se establecen en mercados liberalizados.

Una parte de los costes incluidos en a) (el coste de transporte y de distribución, establecidos por la Administración de manera regulada y a los que se puede denominar «coste de acceso propios») se suman a los costes incluidos en el apartado b) («costes de acceso asociados») y son

recaudados de los clientes a través de los denominados peajes o tarifas de acceso.

Los costes incluidos en b) son una mezcla de elementos variados:

— Costes de índole social: incluye el coste de subsidiar el consumo del carbón nacional (no es competitivo frente a otros combustibles (como el gas o el carbón importado), y por ello se le da un apoyo). También se encuentra en esta categoría el coste del bono social, que es la compensación que se otorga a los clientes vulnerables para que no les afecten los incrementos en las tarifas.

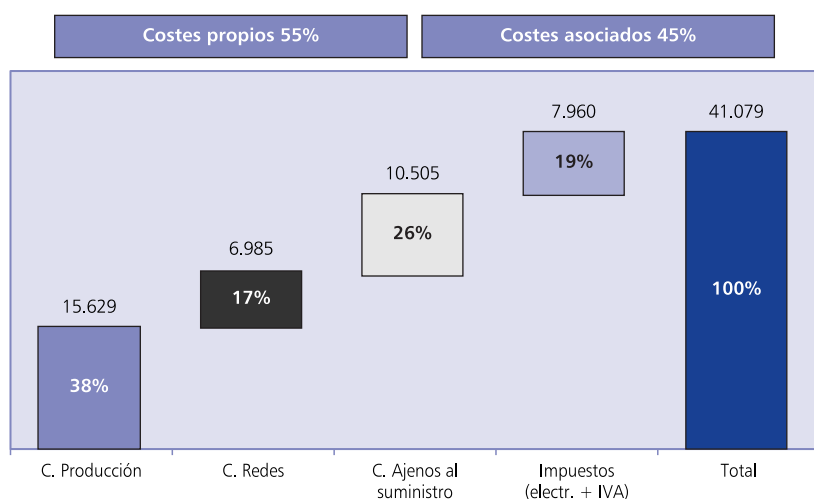
— Costes provocados por las políticas de cohesión territorial: pagos que se dan a los generadores de las islas y de las ciudades autónomas porque allí es más costoso generar electricidad que en la península, con objeto de que los consumidores de dichos territorios puedan tener suministro eléctrico al mismo precio que los de la península.

— Costes motivados por decisiones de política económica: las anualidades que se incluyen en la tarifa cada año para recuperar los déficits que la Administración generó en el pasado. La justificación oficial del déficit era mantener la competitividad de las industrias y el poder adquisitivo de las familias.

Como cualquier otra política industrial, económica o social en cualquier otro sector, su financiación debería recaer en los presupuestos públicos y no en la tarifa eléctrica.

— Costes motivados por decisiones de política medioambiental: esencialmente las primas (apoyos) que se pagan a las ener-

GRÁFICO 1
COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 2011



Fuente: Elaboración propia.

gías renovables porque aún no son competitivas respecto de las tecnologías ordinarias y hay definidos una serie de compromisos de generación eléctrica a partir de renovables que hay que cumplir.

3. Análisis de la eficiencia de los costes de la factura eléctrica. ¿De dónde proviene la falta de competitividad del precio final del suministro eléctrico (precio minorista) en España?

El hecho de incorporar en los precios de la electricidad conceptos ajenos a los costes propios del sistema ha hecho que los precios eléctricos finales españoles no sean competitivos en el marco europeo.

En los siguientes puntos se analiza más en detalle cómo son de

eficientes los distintos componentes de la factura total de electricidad. Es fácilmente demostrable que la falta de competitividad de la tarifa española no tiene su origen ni en el precio de producción de la electricidad en el mercado mayorista ni en el coste de las redes.

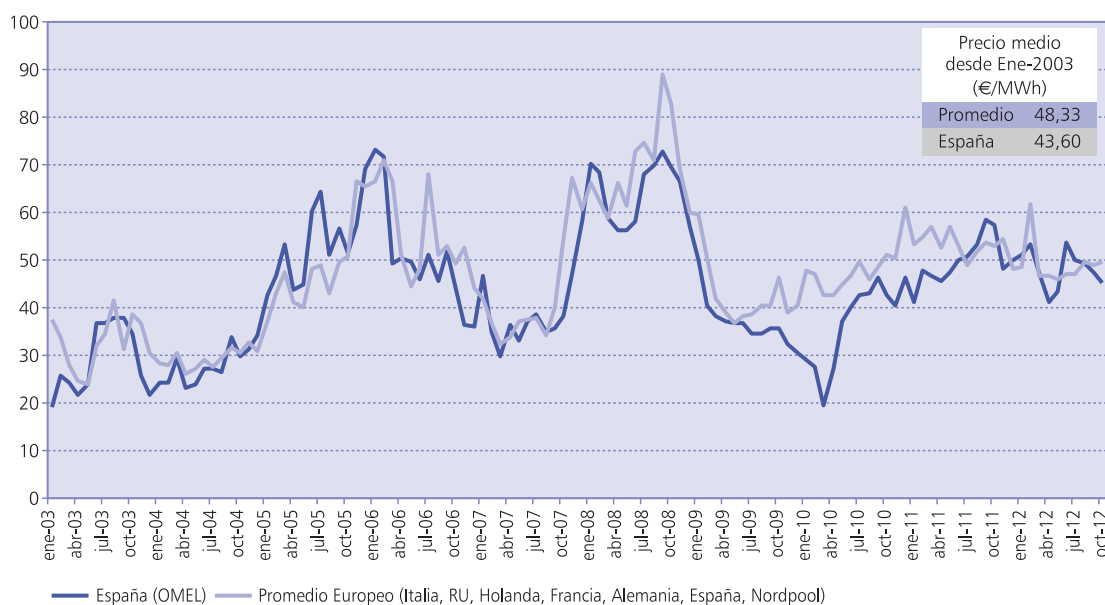
a) El coste de producción en España se obtiene en un mercado mayorista de los más competitivos. El resultado es que, de manera mantenida, el precio resultante es de los más bajos en Europa (ver gráfico 2), lo que muestra que este coste no es el origen de la falta de competitividad de las tarifas españolas.

b) Por otra parte, los estudios comparativos muestran que el coste de la distribución en España está por debajo de la media de otros países europeos (ver gráfico 3), por lo que este componen-

te tampoco parece ser la razón para la poca competitividad de las tarifas eléctricas españolas. De hecho, puede observarse que, por ejemplo, el consumidor español paga por las redes de distribución 2 €/MWh menos que la media europea, lo que representa del orden de 600 millones de euros menos para el total de la energía. Cabe señalar que este estudio es anterior al fuerte recorte retributivo (casi 700 M€) que el RD-ley 13/2012 aprobó para las redes de distribución, por lo que la eficiencia de las redes de distribución española es incluso mayor, alcanzando una retribución que es un 20 por 100 inferior a la media europea.

c) Sobre la fiscalidad, una pequeña pincelada sobre su aportación al bajo nivel de competitividad de la tarifa eléctrica en

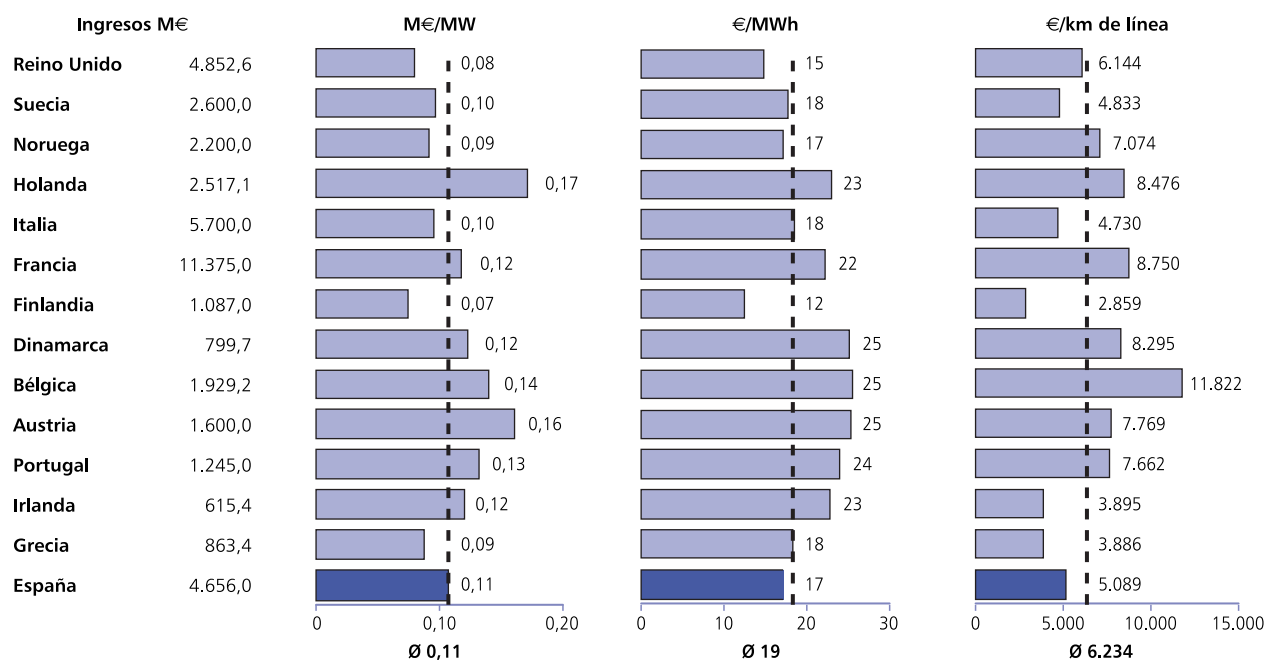
GRÁFICO 2
PRECIOS MERCADOS MAYORISTAS EN EUROPA (EUR/MWh)



Fuente: Bloomberg. Media del precio del mercado diario desde el 1 de enero de 2003 hasta el 31 de octubre de 2012.

GRÁFICO 3

COMPARATIVA DE LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN LA UE



Fuente: Informe KPMG, «Estudio sobre el modelo retributivo de la actividad regulada de distribución de energía eléctrica en Europa», enero 2012.

España: es la aplicación al consumo de electricidad de un 21 por 100 de IVA (hasta hace unos meses era del 18 por 100), y tiene un impuesto de la electricidad de alrededor del 5 por 100 cuyo destino final son las Comunidades Autónomas. El análisis es que no tiene sentido aplicar el 21 por 100 del IVA a un producto cuyo precio se tiene tan tutelado y que se quiere contener su impacto en las economías domésticas e industriales. Otros países europeos, pese a que no tienen el problema del déficit tarifario, han optado por aplicar valores inferiores al de España; por ejemplo (1), Reino Unido ha optado por aplicar un IVA del 5 por 100 a los consumidores eléctricos domésticos; Italia aplica un tipo del 10 por 100. Valores inferiores del IVA permitirían una mayor velocidad de

adecuación de los peajes y, a su vez, de eliminación del déficit, mitigando el impacto sobre la factura final de los clientes.

d) En el ámbito de los costes de acceso asociados, la principal reflexión es que ninguno de ellos debería estar incluido en las tarifas, o, por lo menos, alguno de ellos no en su totalidad.

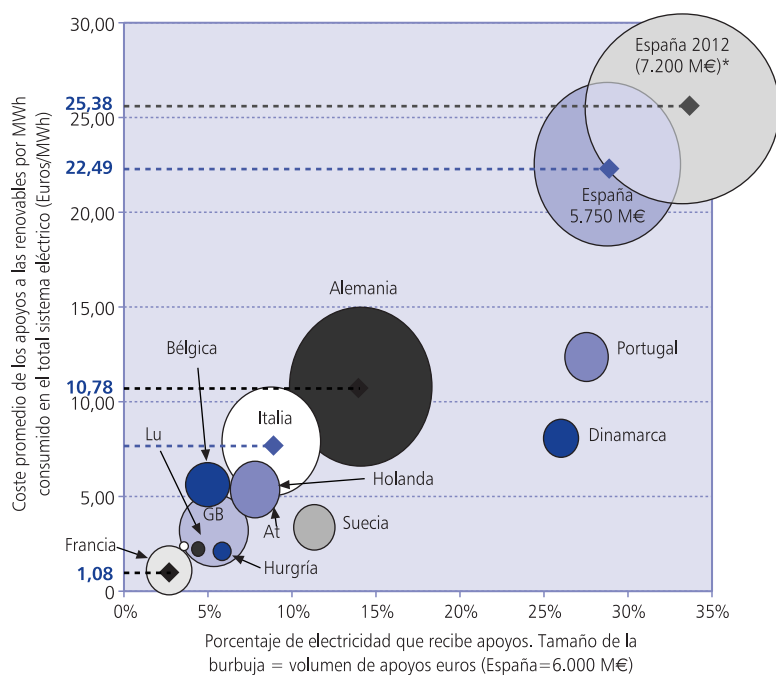
No tiene sentido que los sobrecostes extrapeninsulares (por encima de 1.800 M€ y que obedecen a objetivos de cohesión territorial), o los apoyos que se dan, mediante primas, a las instalaciones del régimen especial (6.000-7.000 M€/año y creciendo) que obedecen a políticas medioambientales (con objetivos que trascienden al propio sector eléctrico porque son de índole nacional y

deberían afectar, o bien a todos los ciudadanos, o en segunda instancia a todos los consumidores de todas las energías, y no solo a los consumidores de electricidad), o las anualidades del déficit de años anteriores (que superan ya los 2.000 M€/año y que corresponden a una decisión de política económica y social) estén incluidos en las tarifas de acceso.

Además de la merma de competitividad que representa el que los citados costes asociados estén en la tarifa eléctrica, en las siguientes líneas se analiza brevemente la partida de costes que más ha crecido en los últimos años: la de las primas al régimen especial.

En el gráfico 4, obtenido de un informe del Consejo de Regu-

GRÁFICO 4
COMPARATIVA DEL CONSEJO DE REGULADORES EUROPEOS
DE LOS SISTEMAS DE APOYO A RENOVABLES



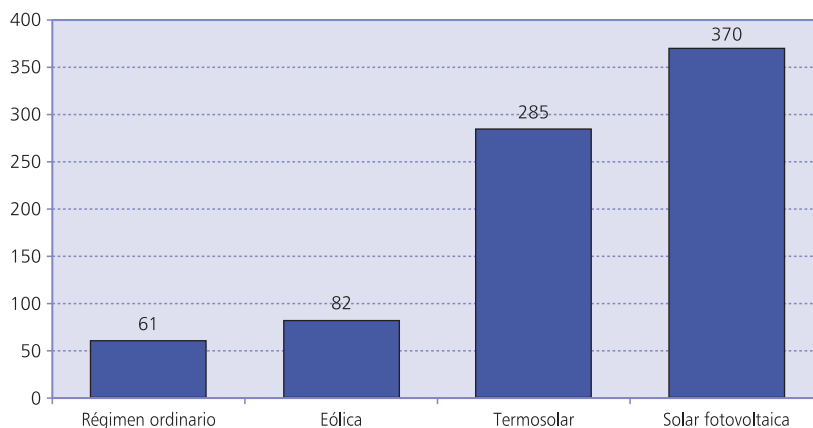
Fuentes: CEER (Consejo de Reguladores de Energía Europeos), Informe sobre Apoyo a Energías Renovables en Europa Ref.: C10-SDE-19-04a, 4 de mayo de 2011. Elaboración propia según metodología CEER.

La previsión elaborada para 2012 exagera aún más la diferencia de España respecto de otros países.

En el gráfico 5 puede comprobarse por qué el coste unitario del apoyo es mucho mayor en España. Es evidente que hay que fomentar las renovables, y dado que hoy en día no son competitivas frente a las energías convencionales, hay que apoyarlas económicamente. Hemos dicho que el coste de incentivación debería salir, al menos parcialmente, fuera de la tarifa eléctrica. Pero independientemente de que lo paguen los ciudadanos (Presupuestos) o los consumidores eléctricos (tarifa) o el conjunto de consumidores energéticos, la eficiencia debería haber guiado que la penetración masiva y la consecución de los objetivos establecidos se hiciese con la tecnología más eficiente disponible —la eólica— a un coste de 82 euros y no a los 285 o 370 €/MWh de otras tecnologías disponibles. Ello no significa que se tuviera que haber abandonado la fotovoltaica o la termosolar, sino que se debería haberlas

ladores de Energía Europeos sobre esta cuestión, se observa cómo ya en 2009 los apoyos a las renovables pesaban mucho más sobre los consumidores en España que en otros países. Hay dos elementos que destacan de España: el primero, que el grado de penetración de las energías primadas (renovables + cogeneración) en el *mix* español (por encima del 30 por 100) es el más alto de Europa. El segundo elemento es que dicha penetración de renovables se hace a mucho mayor coste que otros países: por ejemplo, Portugal y Dinamarca tienen porcentajes similares pero su coste agregado es mucho menor, ya que han alcanzado dicha penetración con tecnologías mucho más baratas.

GRÁFICO 5
COSTE MEDIO POR TECNOLOGÍAS EN ESPAÑA (En euros/MWh)



Fuente: CNE.

apoyado con objetivos más moderados, a través del I+D+i y proyectos de demostración, hasta que se disminuyesen sus costes unitarios. Es importante señalar cómo la curva de aprendizaje de la fotovoltaica ha permitido que sus costes sean en el momento actual del orden de los 120 €/MWh, lo que significa que si el desarrollo masivo que se hizo en 2008, con pagos cercanos a los 400 €/MWh, se hubiese retrasado y se hiciese a día de hoy, los ahorros para los consumidores eléctricos en los próximos veinticinco años serían enormes. Y dicha curva de aprendizaje también demuestra que la fotovoltaica es una tecnología muy importante a futuro si sigue con dicha tendencia.

III. ¿QUÉ ES EL DÉFICIT TARIFARIO Y CÓMO SE FINANCIA?

Se presentan a continuación algunas definiciones que tienen que ver con el déficit tarifario:

— *Déficit tarifario*: El déficit tarifario es el desfase entre lo que se recauda de los usuarios a través de los peajes y los costes regulados que hay que satisfacer, quebrándose con ello el principio de suficiencia tarifaria, que debe tener en cuenta cualquier sistema de tarificación sostenible.

— *Déficit tarifario anual (2)*: Es el déficit tarifario que se genera en un año o el desfase que se produce entre los costes regulados que hay que pagar un año dado y la recaudación por la aplicación de los peajes de acceso que se definen para ese año. En el gráfico 8 puede observarse cuál ha sido el déficit anual que se ha generado desde 2002 hasta la actualidad.

— *Anualidad del déficit del año «n»*: El déficit generado en un año «n» se recupera en los si-

guientes quince años mediante un recargo en la tarifa de acceso, o anualidad, que incluye la recuperación de una quinceava parte de déficit del año «n», más los intereses que se generan. A la hora de calcular los peajes de un año, esta anualidad se trata en esos quince años como si fuese un coste más de ese año. Por lo tanto entre los años «n+1» y «n+15», en los peajes de acceso de cada uno de estos años se deberán añadir a los costes anuales el correspondiente a $X/15$ más intereses del déficit que se generó en el año «n».

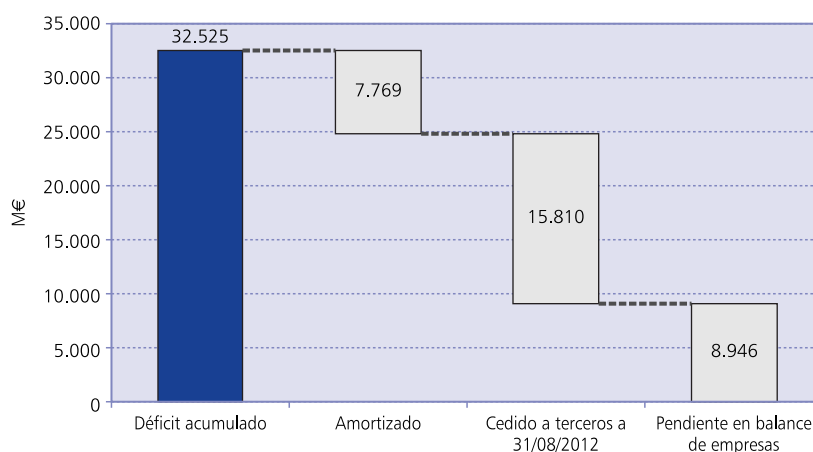
— *Déficit tarifario total acumulado*: Es la suma de todos los déficits anuales que se han generado desde la aparición del primero (ver gráficos 6 y 8). Ascende a unos 32.000 M€. Parte de él ya ha sido recuperado a través de anualidades incorporadas en las tarifas de los últimos años.

— *Déficit tarifario pendiente de recuperar*: Es la parte del dé-

ficit tarifario total acumulado que aún no se ha recuperado con las anualidades de las tarifas de acceso. En el momento actual asciende a unos 25.000 M€ (ver gráfico 8). Esta cantidad se adeuda, una parte a las empresas eléctricas que financiaron al origen el déficit, y otra a agentes financieros que, a través de procesos diversos de cesión del derecho a cobrar las anualidades futuras, se han hecho con dichos derechos.

— *Déficit tarifario en los balances de las empresas o pendiente de titularizar*: Es la parte del déficit tarifario pendiente de recuperar que aún permanece en el balance de las empresas eléctricas financiadoras del déficit. A cierre de 2011 ascendía a unos 8.627 M€ y en el momento actual se acerca a los 9.000 M€ (ver gráfico 6), de los cuales 7.000 corresponden a déficits *ex ante* titulizables y el resto a los desajustes temporales netos que han surgido hasta la fecha en 2012.

GRÁFICO 6
SITUACIÓN DE DÉFICIT ACUMULADO Y PENDIENTE
A 31 DE AGOSTO DE 2012



Fuentes: Minetur y CNE.

IV. EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT. LAS LLAVES REGULATORIAS DE LA ADMINISTRACIÓN

La aparición del déficit tarifario en el sector eléctrico español fue de la mano de la aportación de ingresos para pagar dicho déficit por parte de cinco empresas (Hidrocantábrico, Endesa, EON, Iberdrola y Gas Natural Fenosa).

Esto ocurrió por primera vez en 2000. La Administración se encontró con que no podía hacer frente a los pagos de los costes reales con los ingresos que estaban pagando los clientes a través de las tarifas aprobadas por ella misma. Como la cantidad en aquellos momentos era pequeña (algunas decenas de millones de euros) y esta provenía esencialmente de un desajuste temporal entre ingresos y costes, provocado porque las tarifas solo se revisaban una vez al año y las mismas podían desajustarse por incorrectas previsiones de los costes o de ingresos realizados a principios del año, la Administración decidió establecer un sistema de financiación, asimismo temporal, para solventar dicha coyuntura. Para ello obligó a cinco empresas a realizar las aportaciones de dichos desajustes pequeños y coyunturales, y cuya financiación se devolvería en pocos meses cuando se realizase la siguiente revisión anual de tarifas.

Esta fue la génesis del problema. El problema se podría haber resuelto con pequeños ajustes de la tarifa (bimestrales, trimestrales o semestrales, más frecuentes según el desajuste que se detecte sea mayor para que no siga creciendo), como dicta la ortodoxia regulatoria.

Antes de proseguir conviene hacer un inciso, de cara a identi-

ficar correctamente las responsabilidades de la Administración en la génesis y evolución del déficit.

La Administración tiene en sus manos cuatro «llaves» regulatorias (gráfico 7):

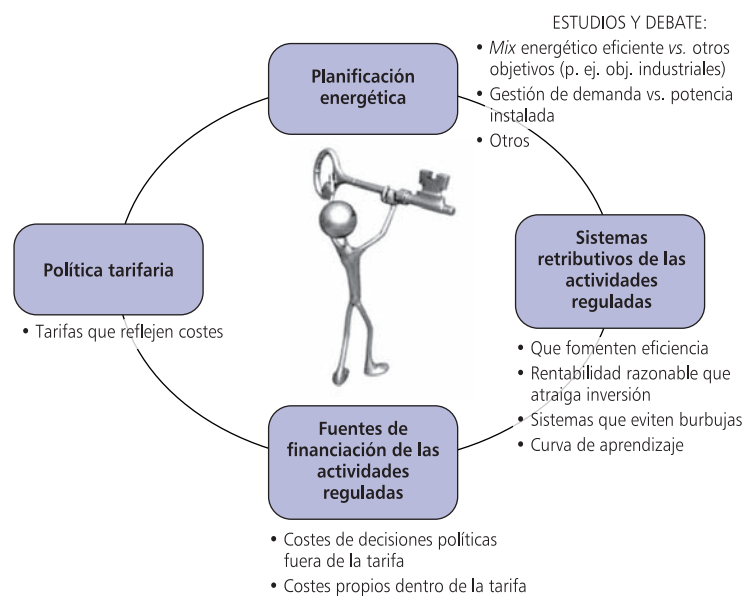
— *Planificación energética.* La Administración es la responsable de establecer la política energética y, en especial, la planificación vinculante de todo lo que tenga que ver con actividades reguladas (la producción de energía eléctrica convencional está liberalizada desde 1998 y no entra dentro de la planificación energética). Por ejemplo, la Administración es la que aprueba las redes de transporte y distribución de gas y electricidad que deben ser construidas o la que decide cuántas renovables, en qué momento y de qué tipo, hay que tener en España. Dicha planificación debe estar soportada por estudios, debates y au-

diencias que le den el rigor y la sostenibilidad necesarias. Al definir dicha planificación, la Administración tiene toda la capacidad de decidir ir más allá de las decisiones más eficientes desde el punto de vista particular del sector eléctrico.

— *Sistemas retributivos de las actividades reguladas.* Para las actividades reguladas, la Administración decide su régimen retributivo y la forma de ajustarlo o revisarlo en el tiempo. Al ser actividades reguladas debe garantizar a quien invierta en ellas (en redes o en energías que requieren de apoyos, como las renovables o la cogeneración) una rentabilidad razonable y acorde al riesgo que se asume en dichas actividades reguladas y una predictibilidad sobre los potenciales mecanismos de ajuste de la retribución que otorgue las adecuadas garantías regulatorias. Todo ello

GRÁFICO 7

LAS LLAVES REGULATORIAS DE LA ADMINISTRACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

debe hacerlo de manera eficiente, evitando sobrerrentabilidades, para defender el interés de los consumidores.

— *Establecimiento de fuentes de financiación de las actividades reguladas.* La Administración dispone de la capacidad para definir los mecanismos de financiación que permitan hacer sostenible la política energética y retributiva que ha definido. Podrá optar por que una parte de la política energética se financie de presupuestos públicos y otra, por ejemplo, de la tarifa eléctrica, o que lo paguen el conjunto de los consumidores energéticos, en el caso de las energías renovables.

— *Política tarifaria.* Dispone también la Administración de la propia gestión de la tarifa eléctrica, en la que debería garantizar que los costes asignados a la misma son recaudados de manera puntual, sostenible y eficiente, y que las señales económicas que dan dichas tarifas guían las decisiones de consumo de manera eficiente.

Solo la Administración tiene capacidad sobre las cuatro llaves. Y, como veremos a continuación, a través de una inadecuada gestión de las cuatro llaves se ha creado el problema del déficit.

Volviendo a los inicios del déficit, a partir del año 2001 el déficit pasó de ser una herramienta de carácter técnico para financiar desajustes pequeños y coyunturales a lo largo de un año, a ser una potente herramienta política que creaba enormes desajustes tarifarios y cuyo plazo de recuperación de las cantidades aportadas por los financiadores supera la decena de años. Y la cantidad ha ido creciendo hasta alcanzar valores de déficits acumulados superiores a los 30.000 M€, de los

que quedan por recuperar de las tarifas futuras cerca de 25.000 M€ y con déficits anuales que han superado en algún año los 5.500 M€ (ver gráfico 8).

Hasta 2007, la Administración fue utilizando determinados argumentos para justificar mecanismos de intervención de ingresos a determinados agentes para ir conteniendo el déficit. Estos argumentos eran del tipo:

— «El mercado mayorista es poco fiable porque está controlado por pocos agentes», motivo por el cual se tenía la excusa para no considerar en las tarifas finales el precio real que surgía del mercado.

— O «Hay que quitar los pagos de potencia a las hidráulicas y nucleares porque están amortizadas», aunque dichas centrales estuviesen prestando el servicio por el cual se les retribuía y aunque fuese falso que estuviesen amortizadas. Este argumento de la amortización como argu-

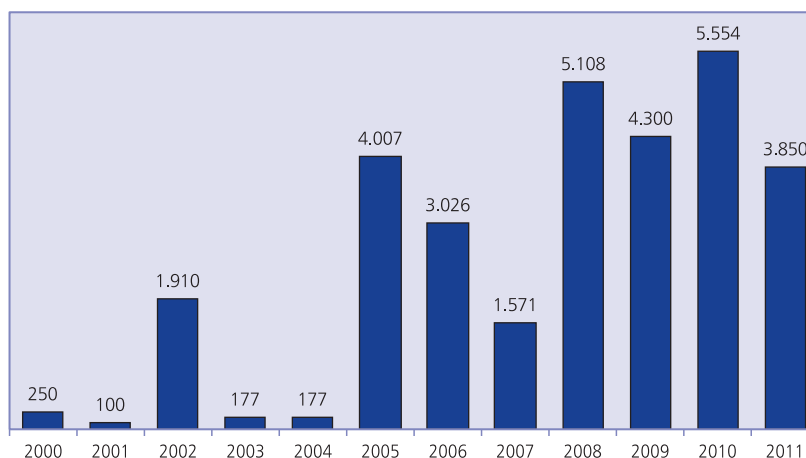
mento para intervenir rentas es recurrente por algunas personas, pero paradójicamente solo se plantea para el sector eléctrico. Aunque fuese cierto que estuviesen amortizadas —que no lo es—, no tiene ningún sentido su aplicación en un mercado liberalizado.

— O, el tantas veces repetido, «Las empresas se forran», mezclando interesadamente como argumento para la intervención de ingresos los beneficios obtenidos en el extranjero con los nacionales, u obviando que los beneficios absolutos, al compararlos con el alto valor de los activos y la alta base de accionistas, representarían una rentabilidad unitaria baja, etcétera.

La realidad ha puesto de manifiesto que dichos argumentos no son ciertos:

1. El mercado mayorista eléctrico español se ha convertido en uno de los más competitivos y con los precios más bajos de Eu-

GRÁFICO 8
EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT DE TARIFA



Fuente: CNE.

ropa, como reconocen las propias autoridades reguladoras españolas y europeas (3).

2. Los activos hidráulicos y nucleares no están amortizados, además de que eso no debería ser ningún motivo para intervenir sus ingresos estando en una actividad libre.

3. La rentabilidad de las empresas tradicionales por su actividad española ha ido cayendo sistemáticamente y está totalmente contenida.

A partir del año 2009, la situación que se había generado en las empresas financiadoras del déficit (obligándolas a financiar cada vez cantidades mayores y, de vez en cuando, interviniendo sus retribuciones mediante modificaciones de sus marcos legales) era tan crítica que se aprobó una normativa para posibilitar que las empresas pudiesen ceder (titulizar) a una entidad nueva, llamada FADE (Fondo de Amortización del Déficit Tarifario), los derechos de cobro futuro de la deuda que tenían en sus balances. Una vez cedidos estos derechos, el FADE subasta diferentes productos financieros (por ejemplo bonos) para que agentes del mercado financiero aporten los fondos necesarios para hacerse con los derechos que las empresas eléctricas han transferido al FADE. Los ingresos obtenidos en dichas subastas son transmitidos por el FADE a las empresas eléctricas, que descuentan de sus balances la parte de la deuda por cobrar que tienen, al tiempo que los adjudicatarios de las subastas de FADE se quedan con el derecho a percibir del sistema tarifario las anualidades incluidas en las tarifas de acceso de los siguientes años. De esta manera, se desbloquean parcialmente los balances de las empresas eléctricas pudiendo dedicar sus recursos a realizar sus

funciones habituales de inversión y explotación, dejando de ser empresas financiadoras a la fuerza.

En un contexto de crecimiento del déficit tarifario, a lo largo de 2009 y 2010 se promulgaron tres RD-ley (4) que establecían una serie de compromisos mediante los cuales la Administración asumía a futuro la obligación de disciplinarse en su política tarifaria (aunque dicha disciplina debería haberse cumplido sin necesidad de nueva normativa, ya que el marco legal ya vigente desde el año 1997 —la Ley 54/1997— ya establecía el principio de suficiencia tarifaria a cumplir por la Administración). Para ello se establecieron déficits máximos anuales decrecientes y se concretó el año 2013 como el de eliminación del déficit. De paso, esas normas introducían nuevas obligaciones en algunas de las empresas eléctricas, que volvían a mermar sus ingresos o a aumentar sus costes (por ejemplo, obligar a asumir el coste del bono social y el coste de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, seguir financiando el déficit, pasar a pagar peajes de transporte, limitar retribuciones de la fotovoltaica, etc.).

Cabe señalar que los tres RD-ley no fueron simultáneos; por ejemplo, el RD-ley 6/2010 vino a aumentar aún más los límites de déficit que había establecido el RD-ley 6/2009, debido a que, con posterioridad a la publicación de este, la Administración había vuelto a incumplir las obligaciones legales establecidas pocos meses antes.

Pero el tema no paró ahí. Después de promulgado el RD-ley 6/2010, la Administración volvió a gestionar de manera inadecuada las cuatro «llaves» citadas anteriormente, disparándose de nuevo el déficit. Por ejemplo:

— Planificó de manera ineficiente: existiendo el problema del déficit, publicó un Plan de Renovables que apostaba por una planificación cara, que iba más allá de los compromisos de renovables del 20 por 100 en 2020.

— Pese a que los RD-ley aprobados establecían el inicio de una limpieza de la tarifa de los costes que no le correspondían (en este caso, un proceso gradual de paso a Presupuestos Generales del Estado en cuatro años del sobrecoste extrapeninsular), no se ha cumplido dicho proceso, aumentándose el déficit.

También en dirección contraria a dicha limpieza de costes se promulgó una nueva normativa que incentivaba el consumo de carbón nacional, más caro y más contaminante que otras alternativas disponibles de producción de electricidad.

— En las diferentes revisiones trimestrales que ha habido hasta el momento actual se han incumplido los compromisos de eliminación del déficit, que la propia Administración fijó entre 2009 y 2010, al establecerse subidas tarifarias muy por debajo de lo necesario para cumplir los límites. El incumplimiento ha sido tan evidente, que el Tribunal Supremo ha dictado recientemente varios autos y sentencias obligando a la Administración a que cumpla la legalidad vigente.

En 2012 se aprobó el RD-ley 1/2012, que hace un intento de parar a futuro los altos costes de la planificación debidos a algunas tecnologías renovables caras. Junto al anterior RD-ley, en este mismo año se han aprobado otros dos, orientados a avanzar en la solución del déficit tarifario:

1. El RD-ley 13/2012 (5), cuya principal medida consiste en un

ajuste del 10 por 100 en la retribución del transporte, la distribución y otras actividades reguladas. La medida más radical, por su monto (casi 700 M€) como por su falta de justificación y la rotura del marco regulatorio vigente para la actividad, fue una reducción de la retribución de la distribución. Si, como se ha demostrado anteriormente, esta ya era una actividad eficiente y que no era motivadora del problema del déficit, significaba que se volvía a caer en errores similares a los del pasado: tomar medidas contra actividades eficientes, sin justificar el porqué, y dejar sin resolver los problemas que de verdad generan el déficit. 2. El RD-ley 20/2012 (6), que introduce entre otras cuestiones: ajustes para reducir la partida de costes extrapeninsulares, la obligación de establecer un suplemento territorial en los peajes de acceso en aquellas comunidades autónomas donde se aprueben tributos autonómicos sobre las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico y la eliminación de la revisión trimestral de los peajes de acceso. Una vez más dicha nueva normativa, que no estaba acompañada de ningún estudio económico que justificase las medidas ni los efectos colaterales que pudiese representar, más que arreglar el problema de la mala regulación ha aumentado la incertidumbre. Especialmente llamativa es la anulación de la revisión de peajes trimestrales, al no entenderse cómo se elimina la posibilidad de ir ajustando los peajes cuando aparezcan oportunidades de hacerlo. De forma adicional a los ajustes incluidos en los tres anteriores RD-ley, el Consejo de Ministros del 14 de septiembre de 2012 aprobó el Anteproyecto de Ley de medidas fiscales para la sosteni-	bilidad energética, que incluye las siguientes medidas: — Un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica con un tipo único del 6 por 100 a aplicar a los ingresos de la producción de energía eléctrica (7). — Impuestos a la generación y almacenamiento de residuos nucleares: 1. Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica. 2. Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. — Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica: 1. Tipo del 22 por 100 del valor económico de la energía hidroeléctrica producida. 2. El canon se reduce en un 90 por 100 para instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y para todas las instalaciones de bombeo. — Céntimos verdes sobre el gas natural para consumo y generación eléctrica y sobre el carbón, el fueloil y el gasóleo utilizados para generar electricidad: 1. Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios: 0,65 euros por gigajulio. 2. Carbón para producción eléctrica: 0,65 euros por gigajulio.	3. Fuelóleo destinado a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas: 12 euros por tonelada. 4. Gasóleo destinado a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas: 29,15 euros por 1.000 litros. — La eliminación de primas para la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible fósil en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles (por ejemplo, la utilización de gas natural en las plantas termosolares). Además, en la rueda de prensa en que se aprobó el citado Anteproyecto de Ley se anunciaron las siguientes medidas (que, no obstante, no han sido publicadas en el Proyecto de Ley): — Que la recaudación por la subasta de derechos de CO₂ se destine a cubrir costes del sistema eléctrico. — El traspaso de anualidades del déficit tarifario a Presupuestos Generales del Estado. La cuantificación de las medidas anteriores fue también presentada por el Gobierno en la rueda de prensa y se recogen en el cuadro n.º 1. Tal y como se verá en detalle en el apartado V, esta última propuesta de reforma parte una vez más de un diagnóstico inadecuado: toma de nuevas medidas inadecuadas sobre actividades eficientes y, pese a lo que señala
--	---	---

CUADRO N.º 1

**CUANTIFICACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LOS IMPUESTOS SEGÚN LA MEMORIA
ECONÓMICA DEL PROYECTO DE LEY**

	<i>M€/año</i>
1. Impuesto del 6 por 100 a toda la generación:	
a) Rég. ordinario	572
b) Rég. especial	688
2. Impuestos nucleares:	
a) Generación residuos radioactivos	266
b) Almacenamiento de residuos	0
3. Canon de generación hidráulica	304
4. Céntimo verde:	
a) Al gas natural	793-936
b) Al carbón para generación eléctrica	287
c) Fueloil y gasóleo para producción de energía eléctrica	60
5. Sin primas a la producción renovable con gas natural (termosolar) ...	60
6. Ingresos de subastas de CO2*	450
7. Anualidades del déficit a PGE*	2.200
TOTAL.....	5.680-5.823

Nota: (*) Partidas no incluidas en el Proyecto de Ley.
Fuente: Elaboración propia.

su objeto, no ofrece las señales medioambientales que debería ofrecer, teniendo un objetivo claramente recaudatorio, muy enfocado en extraer recursos de las actividades más eficientes. Lo que es peor, no resuelve el déficit tarifario y, por ello, anuncia para más adelante otra reforma generalizada en el sector eléctrico.

V. EFECTOS NEGATIVOS Y DISTORSIONES CREADOS POR EL DÉFICIT TARIFARIO

La falta de ortodoxia en la regulación eléctrica y, en particular, el mantenimiento de un déficit tarifario sistemático han planteado problemas de eficiencia económica, barreras al desarrollo de la actividad de comercialización y, en especial, una percepción muy negativa entre los analistas e inversores, cuyo impacto va más allá

del sector eléctrico, perjudicando la imagen de España como destino de inversión.

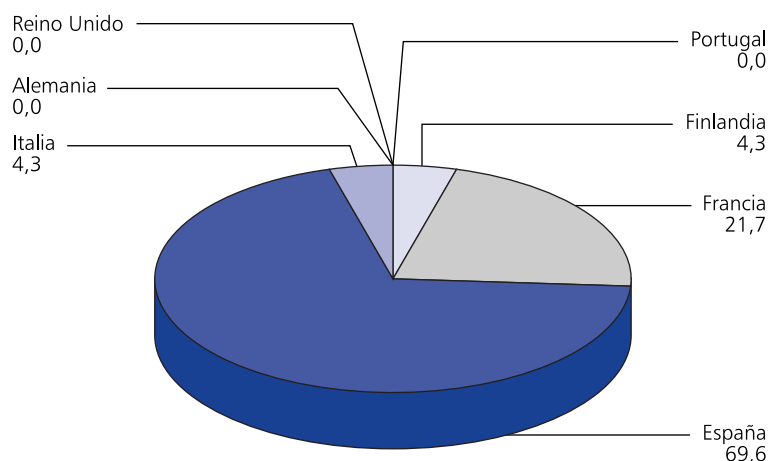
1. Riesgo regulatorio

El efecto sobre la credibilidad regulatoria del sector eléctrico español ha sido enorme: tanta intervención de normativas retributivas en contra de derechos de los agentes eléctricos, y la falta de voluntad política de o bien trasladar costes a presupuestos públicos o bien afrontar subidas de tarifas con las que ir solucionando el problema del déficit, ha sido percibido por los mercados de capitales con preocupación, lo que a la postre significa un empeoramiento de la prima de riesgo y un encarecimiento de la financiación privada.

En una encuesta de Nomura de julio de 2012, el 70 por 100

GRÁFICO 9

**RESULTADOS DE ENCUESTA NOMURA SOBRE RIESGO REGULATORIO
¿EN CUÁLES DE ESTOS PAÍSES EL RIESGO POLÍTICO ES MÁS ALTO
PARA LA CONVENIENCIA DE LAS EMPRESAS?
(Elija Uno. La respuesta se muestra en porcentaje)**



Fuente: Nomura, «Q2 2012 Investor Outlook Survey», julio de 2012.

de los cuarenta inversores con los que contaba la muestra daba a España como el país europeo en el que las *utilities* tienen mayor riesgo regulatorio.

Esto se constituye como un elemento desincentivador de la inversión en activos eléctricos, que unido al impacto negativo sobre la situación económico-financiera de las empresas obligadas a la financiación del déficit, supone una barrera importante al papel dinamizador de la economía del sector eléctrico como principal inversor industrial en España.

2. Distorsiones de eficiencia

En cuanto a los problemas de eficiencia, limitar los incrementos tarifarios del presente de forma artificial, financiándolos con cargo al consumo futuro, eleva el consumo presente respecto a los niveles de consumos requeridos y eficientes en un modelo sostenible. Lo contrario ocurrirá en el futuro, cuando se disuada de consumir aunque la energía pueda estar barata, porque se están pagando numerosas anualidades de déficit de años anteriores.

Esta distorsión al consumo de electricidad es una señal que conduce a decisiones ineficientes (tanto en el caso de particulares como de empresas) en relación a:

- la elección de fuentes energéticas (electricidad *versus* gas);
- la decisión de cuánto consumir;
- las decisiones en equipos consumidores de energía, etcétera.

La adopción de estas decisiones en función de señales de precio

eficientes es uno de los elementos básicos para avanzar en la mejora de *la eficiencia energética, identificada como la principal medida para hacer frente a los retos del modelo energético*, más aún en España que cuenta con una elevada intensidad energética y una alta dependencia energética exterior.

Poniendo en contexto europeo la distorsión de precios generada por el déficit tarifario, el peor comportamiento registrado por la intensidad energética española (consumo energético/PIB) respecto a los países de nuestro entorno, tiene entre sus condicionantes el hecho de que los consumidores eléctricos han ido siguiendo las señales que se han lanzado desde un sistema tarifario, que lejos de fomentar la eficiencia energética ha fomentado el consumo.

3. Barreras a la comercialización y al desarrollo de mercados de futuros

Hasta la total desaparición de las tarifas integrales en 2009, el déficit de tarifa había supuesto un grave impedimento al desarrollo de la comercialización libre debido a la imposibilidad de que los comercializadores pudieran competir en el mercado con unas tarifas integrales por debajo de costes que sirvieron de refugio a los consumidores.

Lo mismo ocurría con los mercados de futuros, que no se pudieron desarrollar debido a que las múltiples intervenciones regulatorias hacían que el riesgo regulatorio fuese muy superior al riesgo de mercado que tratan de gestionar dichos mercados de futuro.

VI. VALORACIÓN DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS Y ALTERNATIVAS PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA DEL DÉFICIT

1. Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética

En términos generales, la propuesta que está en su trámite parlamentario incrementa el riesgo regulatorio por muchos motivos:

a) No acota en el tiempo el esfuerzo que se recaba de los agentes. Da la sensación de que se implanta un sistema recaudatorio.

b) Los mercados de capitales aumentan la prima de riesgo aún más sobre el sector, ya que, además de la norma en trámite parlamentario, se anuncia que en los próximos meses se volverá a revisar toda la normativa sectorial, con lo cual —e independientemente de los efectos que ya de por sí genera la propuesta en tramitación— alejará a cualquier inversor de invertir en el sector eléctrico en España durante mucho tiempo.

c) No soluciona el problema del déficit tarifario, al haber incurrido de nuevo en errores de diagnóstico. Es necesario que las tarifas de acceso dejen de recoger costes que no le corresponden. Por ejemplo, sobrecostes extrapeninsulares (casi 2.000 M€).

d) En verdad, y aunque su título y objeto así lo dicen, no es una norma de objeto medioambiental:

— Da señales contrarias al supuesto objeto perseguido (por ejemplo, penaliza a la hidráulica

como si fuese la tecnología más contaminante).

— En relación al establecimiento de céntimos verdes, es destacable que se sigue manteniendo la discriminación a favor del sector de hidrocarburos líquidos, porque a estos no se les ha establecido un «céntimo verde».

e) La falta de transparencia y de robustez en el planteamiento de las propuestas genera numerosos efectos colaterales indeseables, ineficientes e imprevistos. La memoria económica presentada no es tal, ya que no aporta estudios solventes que demuestren, por ejemplo, si se esperan problemas con los grandes consumidores de electricidad, o con la cogeneración, o con el equilibrio económico-financiero de las empresas eléctricas basado en sus cuentas auditadas; o con el retraimiento de la inversión y sus efectos sobre la economía, etc. O estudios que expliquen el porqué de los distintos valores impositivos planteados; o por qué se impone el 22 por 100 de impuesto de manera discriminatoria a la tecnología más limpia que es la hidráulica, etcétera.

f) Finalmente cabe señalar que, a pesar de las medidas propuestas en la nueva norma y las aprobadas en los primeros meses del año, no está asegurado el cumplimiento del déficit de 2012:

— Una estimación realista de déficit para 2012 supone 3.500 M€ por encima del límite de los 1.500 según RD-ley 14/2010.

— Dado que la ley entraría en vigor en 2013, no se solucionaría el extradéficit de 2012.

— En el Proyecto de Ley no se ofrece ninguna alternativa para ajustar el desfase de 2012.

2. ¿Cómo debería ser la actuación de la Administración con relación a las cuatro llaves que gestiona? Necesidad de procedimientos administrativos

La Administración tiene plena capacidad para diseñar la política energética que consideren oportuna. No obstante, se le debería exigir el cumplimiento de una serie de requisitos para que dicha política sea eficiente y sostenible.

Recordemos las cuatro llaves de que dispone la Administración:

— Planificación energética.

— Sistemas retributivos de las actividades reguladas.

— Establecimiento de fuentes de financiación de las actividades reguladas.

— Política tarifaria.

Una política energética ortodoxa pasa por establecer los objetivos que pretende la misma, analizar las opciones disponibles y sus potenciales consecuencias en términos de sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad, y optar por la que se considere más adecuada, concretando a continuación el pertinente marco económico y legal que permita su consecución.

El análisis de la política energética española muestra que ha adolecido de importantes debilidades que, como se ha comentado, han introducido señales muy negativas a los inversores. Tomando el ejemplo de las energías renovables, el proceso ha seguido la siguiente dinámica (con decisiones explícitas y, en algunos casos, implícitas):

— Se ha tomado la decisión de incentivarlas (primera decisión, que consideramos adecuada).

— En un momento dado se decide ir más allá del compromiso adquirido por España e incentivar tecnologías más caras que otras opciones disponibles (segunda decisión, de la cual no se dispone de los estudios que justifican las bondades de ir más allá).

— Se establece que la fuente de financiación sean las tarifas eléctricas (tercera decisión, de la cual tampoco existen estudios que demuestren la bondad de esta decisión y de cómo afectará la misma a las economías domésticas y a los clientes industriales).

— Posteriormente, tras darse cuenta de la pérdida de competitividad que tal política de incentivación genera, se toma la decisión de trasvasar a clientes futuros, mediante la limitación de los incrementos tarifarios, el coste que el fomento de la política de renovables puede provocar en el cliente actual (cuarta decisión, de la cual tampoco existen estudios que analicen los efectos sobre la intensidad energética, o sobre los efectos económicos y de bienestar de los clientes futuros, etc.).

— Una quinta decisión sería haber obligado a cinco empresas (no a todas) del sector eléctrico, y no al sector financiero, a realizar la financiación de tal política de incentivación, sin analizar si esto podía poner en riesgo la sostenibilidad de las mismas.

— Una sexta decisión ligada a la anterior es que la financiación la realizaran las empresas *holding* en vez de las empresas que realizan actividades reguladas en España, como hubiese sido lo lógico en

un régimen de separación de actividades como el establecido en la normativa española y siendo el déficit de tarifas un problema ligado a las actividades reguladas en España.

— Y una séptima decisión la configuran las distintas iniciativas que han ido modificando los marcos retributivos de las renovables más allá de los controles que ya estaban establecidos en las normas iniciales, aumentando la inseguridad regulatoria de los inversores.

Sin perjuicio de lo anterior, se presenta a continuación una selección de algunas de las medidas que podrían adoptarse para solucionar el problema del déficit tarifario.

3. La principal medida: la recuperación de la credibilidad regulatoria

Es crítico recuperar la credibilidad en las actuaciones de la Administración en el sector eléctrico, ya que son demasiadas las ocasiones en que se han hecho promesas que se han incumplido o se han tomado medidas normativas en contra de los principios de la política energética. Se han incumplido los marcos legales y normativos que la propia Administración se había dado, y que había transmitido a los agentes y a los mercados de capitales. La reforma de la regulación del sector eléctrico debe hacerse sobre una visión del funcionamiento del sector a largo plazo. Las medidas basadas en diagnósticos inadecuados, no dialogadas, y con objetivos de corto plazo (por ejemplo, incremento de la recaudación fiscal) no servirán para recuperar la confianza y la credibilidad del sistema.

4. Actuaciones principales para acabar con el déficit tarifario

Tal y como se ha señalado anteriormente, el punto de partida para abordar la solución al problema del déficit tarifario es la ruptura con el círculo vicioso derivado de la falta de ortodoxia en la regulación y su discrecionalidad.

Las medidas deberán enmarcarse en torno a seis grandes bloques:

1) Eliminar de las tarifas conceptos de coste que no le corresponden, y adecuar su fiscalidad a la de un bien básico.

2) Medidas sobre actividades reguladas: ajustar la planificación a la situación de demanda que surge de la crisis, y adecuar las retribuciones de las actividades reguladas que tienen sobrerretribuciones respecto de una retribución razonable.

3) Suficiencia tarifaria: ajustar tarifas a costes de suministro garantizándose normativamente el cumplimiento del principio de suficiencia tarifaria para que no se haga uso electoralista de las tarifas eléctricas.

4) Incremento de ingresos adicionales a las tarifas (inyección al sector eléctrico de las subastas de CO₂, etc.).

5) Cambio en el sistema de financiación del déficit mientras exista: emisiones FADE para el déficit pasado y el ICO como financiador de los nuevos déficits.

6) Contribución de los hidrocarburos a la financiación de la política de fomento de las energías renovables.

VII. CONCLUSIONES

A lo largo del artículo se ha tratado de explicar lo que significa el déficit tarifario, su génesis y evolución, los efectos negativos que genera y una propuesta de medidas para salir de la situación actual en que se encuentra el sector eléctrico.

A modo de resumen se presentan las principales conclusiones que se pueden extraer del artículo. Estas podrían ser de gran utilidad para elaborar la versión final del Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, así como la anunciada reforma posterior del sector eléctrico, y poder alcanzar una verdadera solución al déficit tarifario y la base de un marco regulatorio ortodoxo en el sector eléctrico español.

1) Es necesario concretar normativamente el establecimiento de procedimientos para que las Administraciones (actuales y futuras) cumplan de manera eficiente con las cuatro llaves de las que son responsables.

2) La falta de competitividad de la tarifa eléctrica proviene de que la misma ha estado soportando costes que no le deberían corresponder. Entre dichos costes estarían:

— Extracostes de políticas ambientales (primas a las renovables, planes de eficiencia (8), etcétera).

— Extracostes de política social (apoyo al carbón nacional).

— Extracostes de políticas de cohesión territorial (extracostes extrapeninsulares).

— Extracostes de política económica (anualidades del déficit tarifario).

Estos costes deberían atribuirse a los Presupuestos Generales del Estado o ser compartidos con otros sectores energéticos.

3) En el caso del apoyo a las renovables, debería definirse un sistema de reparto de estos extracostes ambientales entre el conjunto de los consumidores energéticos (9), por ser costes originados por el consumo final de todos los tipos de energía.

4) Debe eliminarse la práctica de intervenir de manera discrecional los ingresos de las actividades que funcionan de forma eficiente, como se ha venido haciendo de manera habitual, y como se repite una vez más en la última propuesta de proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, empezando a dotar de confianza a los agentes y mercados de capitales. Para ello:

— En las actividades liberalizadas debe eliminarse cualquier control de ingresos por parte de la Administración.

— En el ámbito de las actividades reguladas —transporte, distribución, primas a las renovables, etc.— se debe adecuar su retribución a una rentabilidad semejante y acorde con el nivel de riesgo de las mismas, evitando que en alguna de ellas se produzcan rentabilidades no adecuadas.

5) España necesita las energías renovables. El sobrecoste asociado a su desarrollo no debe perjudicar la competitividad de los costes de suministro eléctrico.

6) A la mayor brevedad posible debe eliminarse el instrumento del déficit tarifario, y adoptarse prácticas tarifarias ortodoxas de suficiencia tarifaria. La tarifa eléctrica debe obedecer a los mismos

principios de suficiencia de ingresos de cualquier producto. Las tarifas de acceso deben reflejar siempre los costes, definiendo una metodología técnica no manipulable por temas coyunturales o discrecionales.

7) Si por decisión política se decide que los clientes actuales no paguen la totalidad de costes, la decisión correcta debería ser trasladar esta política social/industrial a los Presupuestos Generales del Estado, una vez recibido el visto bueno de la Comisión Europea.

8) Si existe interés en controlar a la baja la factura eléctrica para los consumidores, no parece lógico que se le aplique un IVA que no sea el reducido, o que se le aplique un impuesto de la electricidad que es, directamente, un mecanismo de financiación autonómico.

9) No tiene sentido hacer cargar con la financiación del déficit a cinco empresas eléctricas por algo que es una responsabilidad de la Administración. Lo lógico sería que, si se decide que exista déficit, su financiación corriese a cargo de instituciones financieras del Estado (el ICO) o privadas, cuyo objeto social y especialización de negocio es la aportación de financiación.

10) La devolución del déficit financiado debe hacerse cuanto antes. Esto es un derecho de las empresas y una obligación de la Administración que les impuso una obligación de financiación.

NOTAS

(*) La elaboración de este artículo ha sido posible gracias a la colaboración de José Manuel López Linares, Miguel Muñoz Rodríguez, Isabel Martín Rodríguez, Gonzalo Saenz de Miera Cárdenas y Francisco Laverón Simavilla. El presente artículo es una actualización del que fue publicado en *Cuadernos de Energía*,

del Club Español de la Energía, en junio de 2012.

(1) Véase www.ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_en.pdf.

(2) El déficit de un año dado se divide a su vez en dos conceptos: el déficit *ex ante*, que es el que se prevé antes de que empiece un año, y que se incluye en las tarifas de acceso de ese año, y el déficit *ex post* o desajustes temporales que se presentan por encima de dicho déficit *ex ante* una vez transcurrido el año. La introducción de estos dos elementos añadiría complejidad a la explicación, por lo que hemos considerado oportuno solo hablar de déficit anual. Pero sí que es importante señalar que el déficit *ex ante*, o sea, programar con antelación un desajuste de ingresos, es algo único en la regulación internacional.

(3) La CNE ha ratificado recientemente, en su informe «Información CNE en relación a la supervisión de la negociación en el mercado OMPI y el mercado OTC y su efecto en la 15ª y 16ª subastas CESUR supervisadas», que no existe manipulación en las subastas eléctricas, como venían repitiendo algunas voces.

(4) RD-ley 6/2009, RD Ley 6/2010 y RD Ley 14/2010.

(5) RD-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

(6) RD-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

(7) A fecha de cierre de este artículo, en la tramitación parlamentaria del Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética se ha introducido una enmienda que propone un tipo único del 7 por 100 en lugar del 6 por 100.

(8) Los planes de eficiencia sirven para financiar programas de eficiencia energética por distintas administraciones (central, autonómicas, etc.) en cualquier sector. Por ejemplo, desde cambiar ventanas a planes de transporte público.

(9) Hay que recordar que los compromisos de España en materia de renovables afectan a todas las energías finales (electricidad, gas y productos petrolíferos, entre otros), pero por eficiencia en costes se desarrollan mayoritariamente en el sector eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

BOCG (2012), Congreso de los Diputados núm. A-25-1 de 28/09/2012, página 1. Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (121/000025).

BOE (1997), Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. — (1997), Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. — (2006), RD-ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial. — (2009), RD-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.	— (2010), Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. — (2010), RD-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. — (2010), RD-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. — (2012), RD-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.	COMISIÓN EUROPEA (2012), «VAT Rates Applied in the Member States of the European Union». Disponible en: www.ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_en.pdf. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/. MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2010), <i>La energía en España</i>. SÁENZ DE MIERA, G. (2011), <i>Un análisis prospectivo de la electricidad en España</i>, s.l., Club Español de la Energía. SALLÉ, C. (2009), «Los principios de buena regulación en el sector eléctrico», en <i>Tratado de Regulación del Sector Eléctrico</i>, Aranzadi, pp. 211-256. www.energiaysociedad.es (http://www.energiaysociedad.es/material_didactico.asp)
--	--	--