



BIBLIOTECA  
COMILLAS  
Ingeniería

15

# EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Implicaciones de la reforma  
energética

B. YOLANDA MORATILLA  
(coordinadora)



# EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL IMPLICACIONES DE LA REFORMA ENERGÉTICA

BIBLIOTECA  
COMILLAS  
Ingeniería

15

PUBLICACIONES  
DE LA UNIVERSIDAD  
PONTIFICIA COMILLAS

PEDIDOS:  
Servicio de Publicaciones  
c/ Universidad Comillas, 3  
Tel.: 91 734 39 50 - Fax: 91 734 45 70  
c.e.: [edit@pub.upcomillas.es](mailto:edit@pub.upcomillas.es)



AUTORES:

Eduardo Montes – José Casas Marín,  
Carlos Sallé Alonso – Fernando Soto Martos,  
Jaume Margarit Roset – Carlota Pi Amorós y  
Carmen Redondo Borge

# EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL IMPLICACIONES DE LA REFORMA ENERGÉTICA

COORDINADORA:

BEATRIZ YOLANDA MORATILLA SORIA



2014

Servicio de Biblioteca. Universidad Pontificia Comillas de Madrid

El SISTEMA eléctrico español : implicaciones de la reforma energética / autores Eduardo Montes... [et al.] ; coordinadora Beatriz Yolanda Moratilla Soria. -- Madrid : Universidad Pontificia Comillas : Instituto de Ingeniería de España, 2014.

122 p. -- (Biblioteca Comillas. Ingeniería ; 15)

Se recogen ponencias presentadas en el Seminario Permanente de Nuevas Tecnologías Energéticas en el curso 2013-2014.

D.L. M 34018-2014. -- ISBN 978-84-8468-568-5

1. Distribución de energía eléctrica. 2. Consumo de energía. 3. Aspectos jurídicos. 4. España. 5. 2013-2014. I. Montes, Eduardo. II. Moratilla Soria, Beatriz Yolanda.

Esta editorial es miembro de la Unión de Editoriales Universitarias Españolas UNE, lo que garantiza la difusión y comercialización de sus publicaciones a nivel nacional e internacional.



© 2014 UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
C/. Universidad Comillas, 3  
28049 Madrid

© 2014 INSTITUTO DE INGENIERÍA DE ESPAÑA  
© 2014 DE TODOS LOS AUTORES

ISBN : 978-84-8468-568-5

Depósito Legal: M-34018. - 2014

Diseño de cubierta: BELÉN RECIO GODOY

Fotocomposición: Rico Adrados, S.L.  
Abad Maluenda, 13-15 bajo • 09005 Burgos

Impreso por  
Rico Adrados, S.L.

Impreso en España - Printed in Spain

Reservados todos los derechos. El contenido de esta obra está protegido por las leyes, que establecen penas de prisión y multas, además de las correspondientes indemnizaciones por daños y perjuicios, para quienes reprodujeran total o parcialmente el texto de este libro por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética, óptica o informática, o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación, sin permiso escrito de los propietarios del copyright.

## ÍNDICE

PRESENTACIÓN .....	9
PRÓLOGO .....	11
RESUMEN EJECUTIVO .....	15
CAPÍTULO 1. El sistema eléctrico español y el déficit de tarifa .....	17
<i>Eduardo Montes.</i>	
CAPÍTULO 2. La reforma eléctrica .....	29
<i>José Casas Marín.</i>	
CAPÍTULO 3. La reforma eléctrica y los grupos tradicionales .....	47
<i>Carlos Sallé Alonso.</i>	
CAPÍTULO 4. Sistema eléctrico y competitividad de los grandes consumidores industriales .....	71
<i>Fernando Soto Martos.</i>	
CAPÍTULO 5. La reforma eléctrica y los productores de régimen especial ...	81
<i>Jaume Margarit Roset.</i>	
CAPÍTULO 6. La reforma eléctrica y las empresas comercializadoras .....	99
<i>Carlota Pi Amorós.</i>	
CAPÍTULO 7. La reforma eléctrica y los pequeños consumidores .....	103
<i>Carmen Redondo Borge.</i>	



## PRESENTACIÓN

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España y la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas decidieron en 2006 aunar sus esfuerzos y establecer el “Seminario Permanente en Nuevas Tecnologías Energéticas”. Se trata de un foro de reflexión y debate sobre soluciones energéticas aplicables, de actualidad, que se desarrolla mediante varias conferencias y mesas redondas a lo largo de un curso académico.

El Seminario cubre un tema de interés y actualidad en el ámbito de las Tecnologías Energéticas y para ello invita a profesionales y académicos de reconocido prestigio a que impartan conferencias sobre las diferentes aproximaciones al tema central escogido, pasando seguidamente a establecer un debate con los asistentes. Entre los objetivos que los organizadores nos hemos marcado en este Seminario se encuentra que el enfoque de los temas abordados sea eminentemente práctico, es decir, se centre en las tecnologías técnica y económicamente viables, comparando desde estos puntos de vista las diferentes alternativas y seleccionando las más interesantes para su aplicación tanto en el contexto internacional como en España. Este planteamiento no es incompatible con el rigor científico, sino que trata de combinarlo con el enfoque aplicado que busca el sector empresarial, con el objetivo de lograr un máximo calado y dar sugerencias a los responsables de gestionar la energía en España.

Se han abierto dos vías para alcanzar la repercusión deseada en estas sesiones de reflexión. Por una parte se ha dispuesto una página web pública accesible tanto desde el Comité como desde la Cátedra en la que se recogen las presentaciones de los diferentes ponentes. De este modo en un plazo

casi inmediato es posible analizar la información dada en cada sesión. Por otra parte se elabora una publicación que recoge toda la actividad del curso y que se realiza a partir de una transcripción de las conferencias, que una vez montada con las figuras más relevantes de las presentaciones es revisada por los ponentes. Esta publicación se elabora tanto en versión papel como digital<sup>1</sup>.

Este volumen es la octava publicación del Seminario Permanente y recoge todas aquellas reformas legislativas y las implicaciones en el sistema eléctrico que se llevaron a cabo en el curso 2013-2014. Se realizaron tres sesiones en las que siete ponentes analizaron la oportunidad actual de esta tecnología

Tanto desde el Comité de Energía y Recursos Naturales como desde la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas esperamos que esta información resulte útil a la sociedad y contribuya a dar elementos y criterios de juicio a los responsables del ámbito energético, tanto de la Administración como del sector empresarial.

B. YOLANDA MORATILLA

*Presidenta del Comité de Energía  
y Recursos Naturales del IIE  
Directora de la Cátedra Rafael Mariño de  
Nuevas Tecnologías Energéticas  
Universidad Pontificia Comillas*

<sup>1</sup> Las diferentes presentaciones llevadas a cabo en el Seminario Permanente, así como las Publicaciones están disponibles en <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/seminario.html>.

## PRÓLOGO

La lectura de este libro me ha hecho recordar el análisis que la profesora de Harvard Rosabeth Moss Kanter efectuó sobre el episodio del partido de croquet que juega la protagonista del cuento de Alicia en el país de las maravillas. Como recordaran los lectores Alicia juega un partido de croquet en el que tiene que atender a un cambio constante en todos los elementos que forman parte del juego. Así el mazo no es tal sino un flamenco que lógicamente no se está quieto, la bola es un erizo que rueda según desea sin quedarse quieto, los aros son soldados que también se mueven bajo las órdenes de la reina de corazones y hasta el suelo tiene una configuración viva que cambia permanentemente.

Debemos considerar que la actividad del sistema eléctrico español se desarrolla en un entorno muy similar al de Alicia y los diferentes participantes deben contar siempre con este cambio constante en las condiciones de juego.

El pasado año 2013 ha quedado señalado por el profundo impacto de las diferentes disposiciones normativas que regulan la actividad del sector eléctrico, cambios conocidos popularmente por la “reforma eléctrica”.

A lo largo de este libro se expone de una manera clara y sencilla, dentro de la complejidad, los diferentes puntos de vista de los grupos de interés que participan en el sistema eléctrico, si bien se puede echar en falta el de uno de ellos de capital importancia como lo es la Administración Pública que, como la reina de corazones en el cuento citado, va cambiando los aros de posición por medio de las leyes que regulan las diferentes actividades del sector. Creo que este será un punto abierto para estudio en otra ocasión.

Uno de los temas de mayor impacto en nuestro sistema de regulación de tarifas es el llamado “déficit de tarifas”, por ello el contenido del primer capítulo se dedica a aclarar y acotar este tema. Su autor D. Eduardo Montes, presidente de UNESA, es una persona que conoce profundamente el sector y

nos hace un análisis del origen de este déficit, del funcionamiento del sistema tarifario y de sus consecuencias, terminando con una propuesta de soluciones y conclusiones.

El capítulo dos es responsabilidad de otro profesional con amplio conocimiento de las diferentes actividades que están englobadas en el sector eléctrico. D. José Casas Martín es Director General de Regulación de ENDESA y vocal del Comité de Energía y Recursos Naturales del IIE. Su mirada se dirige fundamentalmente al análisis de la última reforma legislativa que ha afectado al sector, julio de 2013, pero parte de un análisis previo que cubre también el déficit de tarifas, por la importancia que ya hemos citado, y de las diferentes disposiciones que el gobierno actual ha dictado con anterioridad. El autor nos aclara conceptos y valora los impactos económicos que estos cambios han significado para los diferentes tipos de generación eléctrica y para las diferentes actividades. Hay que destacar también sus reflexiones sobre el concepto de “rentabilidad razonable” que sirve de base para los cambios económicos del Gobierno y sobre las Energías Renovables.

El siguiente capítulo amplía el análisis del impacto de la reforma también bajo el punto de vista de una compañía eléctrica importante como lo es Iberdrola, y de un gran conocedor del sector, su Director de Regulación D. Carlos Sallé. Su extenso estudio desmonta los argumentos en los que se ha basado la reforma, crítica la avalancha de legislación en cantidad y complejidad y la falta de tiempo para una activa participación de todos los grupos de interés. Su análisis profundiza en la errónea aplicación de los conceptos de: “empresa eficiente y bien gestionada”, en el hecho de tomar como coste de capital el del bono y no el del WACC y finalmente la errónea estimación del concepto del riesgo en la actividad de inversión. Incide en señalar a la Administración como responsable del déficit de tarifa y propone, partiendo de un diagnóstico “lo más objetivo posible”, unas acciones dirigidas a: solucionar las causas de la pérdida de competitividad de las tarifas, asegurar el suministro energético y avanzar en la descarbonización de la economía europea.

El libro progresa en los siguientes capítulos con otros puntos de vista de cualificados autores pertenecientes a otros grupos de interés.

La visión de los grandes consumidores industriales queda reflejada a través de la exposición del Director General de AEGE, señalando el fuerte impacto que las nuevas tarifas han supuesto para las industrias electrointensivas.

Saltando el orden de capítulos nos dirigimos al último, la visión de los pequeños consumidores manifestada por medio de D<sup>a</sup>. Carmen Redondo, representante de ellos en el Consejo Consultivo de la Electricidad, CNMC. Analiza ampliamente las características del colectivo y el impacto del cambio regulatorio. Une sus quejas a los otros autores por la falta de diálogo con los consumidores domésticos y sus representantes y señala la posición de de-



## PRÓLOGO

bilidad del grupo que representa frente a los otros partícipes del sector que mediante actuaciones oligopolísticas dan lugar a un mercado ineficiente. Un interesante final de conclusiones resume sus propuestas de actuación a fin de mejorar la situación del mercado energético español.

Quedan dos capítulos sobre los que he realizado un salto y a los que ahora retomo. Los números 5 y 6 que corresponden respectivamente al punto de vista de los productores de régimen especial y a las empresas comercializadoras.

En nombre de los primeros el Director General de la Asociación de empresas de energía renovable, APPA, D. Jaume Margarit parte del análisis del marco de la energía en el Mundo y avanza en el entorno europeo reflexionando sobre los impactos a que están dando lugar los diferentes acontecimientos, como puede ser la reducción del coste de las energías renovables. Señala que Europa no conseguirá el objetivo de eficiencia energética fijado y se muestra disconforme con los objetivos marcados para 2030 para reducción de emisiones CO<sub>2</sub> (40%), renovables (30%) y sin cifra concreta sobre mejora de eficiencia energética. Propone un cambio en el sistema de generación y distribución transformando el actual, basado en grandes centros de generación y grandes líneas de transmisión, en otro de generación distribuida donde las energías renovables sean el primer sistema de generación. Defiende igualmente las ventajas que aporta al sistema el autoconsumo con balance neto de energía.

En el capítulo restante a comentar, sexto, D<sup>a</sup>. Carlota Pi, Directora de Operaciones de HolaLuz analiza la problemática de las empresas comercializadoras y las dificultades y oportunidades que brinda la nueva regulación.

Como señalaba anteriormente la regulación de sistema eléctrico de cualquier país es algo muy complejo por el conjunto de las variables que participan en el mismo y por los intereses, a veces contrapuestos, de los diferentes grupos de interés que participan directamente a los que debe sumarse la gran presión social que puede representar la adopción de medidas de incrementos de precios.

Deseo que el conjunto de visiones expuestas en estos capítulos ayude a formar un panorama objetivo de la totalidad del sistema y que ello permita a nuestros gobernantes tomar decisiones con acierto, escuchando y dialogando con todos los partícipes en este gran partido, y buscando siempre la prevalencia de los intereses globales y el horizonte del largo plazo.

Termino con mi agradecimiento a la Directora de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas, Beatriz Yolanda Moratilla, buena amiga y compañera, por la oportunidad que me ha brindado de participar con este prólogo. Agradecimiento que hago extensivo a los autores que han volcado sus conocimientos con generosidad desarrollado el contenido de los capítulos.

## EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL: IMPLICACIONES DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Aprovecho para felicitar a Yolanda y a todo su equipo por la gran labor que desarrollan en pro de la difusión de conocimientos y de formación en todas las áreas que forman parte de ese campo tan amplio e importante como lo es la ENERGIA.

A los queridos lectores desearles que la lectura y estudio de estos capítulos les sea tan interesante y amena como lo ha sido para mí y encuentren respuestas sus preguntas.

Madrid, noviembre de 2014

ROMÁN ESCUDERO GALLEGO

*Presidente / Decano*

*Asociación / Colegio Nacional de Ingenieros del ICAI*

## RESUMEN EJECUTIVO

El sistema eléctrico español, a día de hoy, se encuentra inmerso en un momento de cambio, en el que las bases tradicionales establecidas hasta ahora han variado en función de las necesidades sociales, políticas, tecnológicas y económicas.

El cambio fundamental se debe, sin duda, a todas las medidas legislativas y en especial a la Reforma Eléctrica de Julio de 2013, que el actual Gobierno llevó a cabo.

En este libro se aportan datos y puntos de vista del estado actual del sector eléctrico, la nueva reforma y la repercusión que está teniendo y tendrá en todo tipo de usuarios: grupos tradicionales, grandes consumidores, productores en régimen especial, empresas comercializadoras y pequeños consumidores. Para ello se han recogido todas las exposiciones, llevadas a cabo por expertos de la materia, desde Noviembre de 2013 a Febrero de 2014.

En el capítulo I se presenta el estado actual del sistema eléctrico español, y las causas que han hecho que surja la nueva Reforma Eléctrica.

El capítulo II expone de una manera muy detallada todos los detalles y características relativas a la Reforma Eléctrica de Julio de 2013, así como sus antecedentes y las medidas previas que desembocaron en la reforma.

Los capítulos sucesivos se centran en aportar puntos de vista del sistema eléctrico y las implicaciones que está teniendo este y las nuevas reformas en los diferentes usuarios.

En el capítulo III se ofrece el punto de vista de las denominadas empresas tradicionales, y como, gracias a la reforma, deben avanzar hacia un modelo de “empresa eficiente y bien gestionada”.

El capítulo IV se centra en mostrar cómo se sitúan dentro del sector eléctrico español, y en qué manera afecta a los grandes consumidores, fomentando la competitividad entre ellos.

El capítulo V por su parte presenta otro gran bloque, los productores de régimen especial, y los cambios que van a tener que asumir. Además se tratará el tema del autoconsumo, muy actual por las numerosas repercusiones mediáticas.

Los últimos dos capítulos muestran las implicaciones que afectan a las pequeñas comercializadoras, concretamente en el capítulo VI, que son las encargadas de distribuir la energía eléctrica a los pequeños consumidores (Capítulo VII), que tampoco están exentos de repercusiones y cambios por las modificaciones y reformas en el sector eléctrico.

CAPÍTULO 1  
EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL  
Y EL DÉFICIT DE TARIFA

Eduardo Montes  
*Presidente de UNESA*

El sector eléctrico, a día de hoy y, en general, en los últimos tiempos, vive inmerso en una difícil situación, en un momento de cambio agravado por los últimos acontecimientos, situándolo en el foco de atención de los medios de comunicación.

1. LA SINGULARIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO

Existen una serie de puntos que deben tenerse en cuenta porque, aunque obvios, explican toda complejidad que envuelve sistema eléctrico español.

El servicio eléctrico actual constituye la red eléctrica más capilar que existe en ningún otro país. De hecho, en España hay 28 millones de puntos de consumo: ni las redes de telecomunicaciones ni las de agua llegan a tal capilaridad.

Este sistema tan amplio, totalmente constituido y universal, es un servicio básico.

Por otro lado, se ha de tener en cuenta que la energía eléctrica no existe en la naturaleza –al contrario de lo que sucede con el agua– y debe ser producida a través de materiales que nada tienen que ver con la energía eléctrica –al revés de lo que ocurre con la gasolina, que procede del petróleo, el cual está directamente relacionado-. La energía eléctrica no se ve, no es tangible, nace de combustibles que no tienen que ver con ella, es decir, es una energía peculiar con muy diferentes matices.

Además de no verse, la energía eléctrica no puede almacenarse, más que marginalmente. Esta es otra particularidad de la energía y sistema eléctrico que,

llegado este punto, se considera conveniente abordar: Se puede afirmar que todas las cosas se pueden almacenar; sin embargo, esta afirmación no puede hacerse extensible a la energía eléctrica. Así, los intentos de almacenamiento ofrecen resultados muy limitados. De este modo, la energía eléctrica ha de consumirse al mismo tiempo que se produce, y por tanto producción y consumo deben casar al 100%. A modo de ejemplo aclaratorio, mientras que una fábrica de automóviles puede almacenar el *stock*, si una empresa eléctrica produce 1.000 kWh y solo vende 300, no puede hacer nada con los otros 700 kWh.

Por otro lado, es habitual oír hablar de la llamada “energía verde”, en contraposición con otras energías. No obstante, y al revés de lo que pasa con las demás *commodities*, en el caso de la energía eléctrica es imposible distinguir un kWh de otro, lo que supone, de nuevo, una particularidad.

### 2. LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

El sector eléctrico español ha cambiado poco a lo largo de su historia. Siempre ha seguido y sigue un mismo esquema: producción, transporte, distribución y suministro.

El esquema económico, sin embargo, sí ha cambiado: antes, las tarifas se fijaban administrativamente y había una planificación nacional. Las empresas tenían una estructura integrada verticalmente, que abarcaba incluso el transporte; posteriormente las redes de transporte tuvieron que ser vendidas.

A partir de los años 90, el esquema cambió completamente, entre otras cosas debido a la nueva forma de generar energía con gas y ciclos combinados, muy eficiente, muy segura, poco generadora de CO<sub>2</sub> y con un rendimiento altísimo. Esto hizo que el precio marginal bajara radicalmente y se alterara todo el mercado. Es cierto que en esa época tuvo lugar la liberalización de dicho mercado. Desde el punto de vista del autor, sin embargo, la verdadera revolución la trajo el cambio tecnológico que supusieron los ciclos combinados.

### 3. EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

El funcionamiento del sistema eléctrico es algo trivial. Tiene dos partes perfectamente diferenciadas y la única manera de entender el déficit de tarifa es comprenderlas:

- Por un lado, una parte se corresponde con la energía y, aunque intervenida en algunos casos, funciona en mercado libre. Para la mayoría de los consumidores en baja tensión, esencialmente domésticos, hasta finales del año pasado (2013) el precio de la energía se fijaba a partir de una subasta marginalista de tipo descendente, en la que los vende-

dores eran los sujetos activos de la subasta y los comercializadores de referencia, obligados al suministro a tarifa, eran “precio-aceptantes”, es decir, obligados a adquirir la energía demandada por sus clientes al precio resultante de la subasta.

A finales del año 2013 el Ministerio de Industria decidió modificar el mecanismo de fijación del precio para los clientes acogidos al “precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)”, antes denominado “tarifa de último recurso (TUR)”. Dicho precio se fija actualmente en función de los precios horarios resultantes en el mercado diario e intradiario y el consumo de cada cliente. El objetivo final es que cada cliente pague de acuerdo con su consumo horario real pero, hasta que esto sea técnicamente posible, al consumo bimensual medido se le aplicarán unos perfiles horarios estándares.

Para el resto de los clientes, no acogidos al PVPC, el precio de la energía es el resultado de su negociación bilateral con su comercializador.

La energía se negocia en el mercado mayorista básicamente de dos maneras, a plazo mediante contratos bilaterales, o a corto plazo en el mercado diario e intradiario. Cuando se duda de la transparencia del mercado, se ha de dejar claro que la mayor parte de la energía se negocia diariamente mediante subastas horarias en el mercado diario, lo que se complementa con seis sesiones del mercado intradiario en las que los agentes pueden ajustar sus posiciones, de tal manera que la oferta y a la demanda se ajusten en tiempo real.

¿Qué está pasando con el consumo? Por primera vez en muchos años, está disminuyendo. En 2013 el consumo ha descendido un 2,2%, de modo que a final del año se ha situado en el nivel mismo nivel que en los años 2004-2005, perdiendo de esta manera nueve años de consumo.

- La segunda parte es lo que se conoce como los costes regulados, aquellos correspondientes a actividades cuya retribución es fijada por la Administración basándose en una serie de parámetros. Entre estos costes se ha de mencionar:
  - *Transporte (redes de alta tensión >220 kV) y distribución.* La actividad de redes es crucial. Sin una red de transporte y distribución sería imposible llegar a todos los hogares. Gracias a que las redes de distribución son amplísimas y muy malladas se soluciona el problema de la no “almacenabilidad” y de las posibles averías. La energía eléctrica no es almacenable, pero va muy deprisa. De este modo sí, por ejemplo, en el edificio en que se encuentre el lector la central se viniera abajo, como la red es tan mallada, se podría transportar la energía de cualquier lugar de España o del mundo sin solución de continuidad.

En definitiva, las redes son cruciales y la falta de inversión en ellas puede perjudicar enormemente la calidad del suministro. El sistema español debe ser 99,999% fiable, de modo que la posibilidad de fallo debe ser ínfima.

- *Primas a las renovables y distintas subvenciones con cargo al sistema eléctrico.* Para dar idea de los órdenes de magnitud, la retribución del transporte se sitúa en 1.600 M€, la de la distribución en 5.000 M€, y las primas en 9.000 M€, a lo que se ha de añadir la quema de carbón nacional y otras subvenciones.

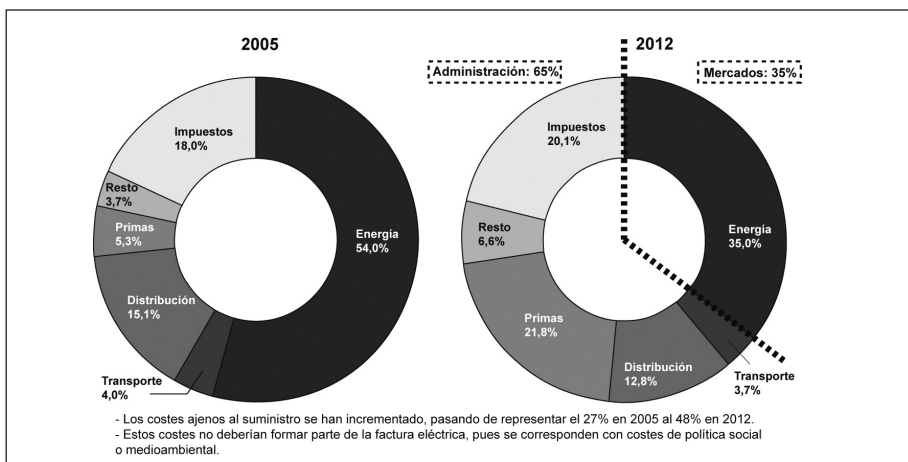
Es decir, dentro de los gastos regulados del recibo eléctrico se encuentran transporte y distribución, y primas y subvenciones. Las subvenciones que se pagan en el recibo son 12.000 millones, frente a un coste de la generación de 15.000-16.000 millones.

Así, deben hacerse dos clasificaciones dentro del recibo eléctrico: por un lado todo lo relativo al el sistema eléctrico (generación, transporte...) y, por otro, lo que no guarda ninguna relación con él. Otra clasificación sería costes regulados-mercado libre.

Comparando la situación con la que había en 2005, pueden apreciarse en la Figura 1 los costes asociados al sistema (generación, transporte y distribución), que entonces constituían el 73% del total del recibo. Haciendo la distinción entre regulado y no regulado, la generación era 52-53% (lo único liberalizado) y los costes regulados conformaban un 15%. En la actualidad los costes del

Figura 1.

Comparativa de la distribución de costes entre los años 2005 y 2012



Fuente: Elaboración propia

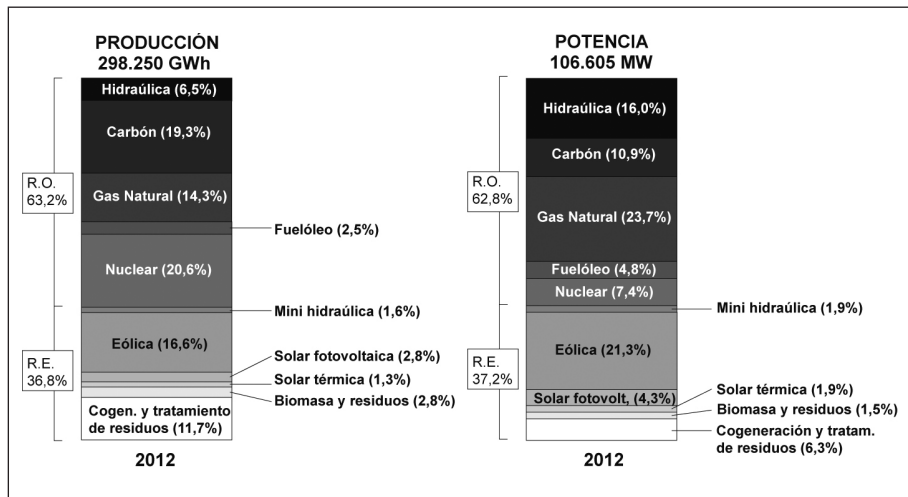


sistema eléctrico representan la mitad, alrededor del 52%. El resto del recibo lo constituyen costes ligados a políticas impuestas por los gobiernos.

#### 4. EL MIX ENERGÉTICO ESPAÑOL

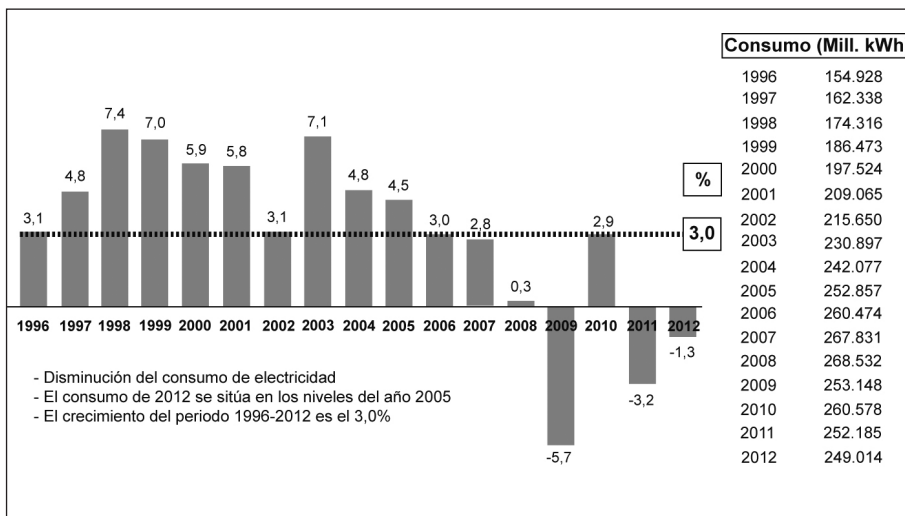
España está dotada de un mix bastante compensado, aunque enormemente caro. Presenta un 63% de energías tradicionales (seguras y fiables) y algo más de un 30% de régimen especial (renovables y cogeneración). El mix no es desagradecido, con una potencia instalada en torno a los 106.000 MW (101.000 MW en la península) una cantidad elevada, pero no excesiva. El pico de demanda puede llegar a los 43.000 MW, lo que hace pensar que se tiene una potencia casi 2,5 veces mayor que el pico de demanda. Sin embargo, se ha de considerar que cada energía presenta una ponderación, de tal forma que una planta nuclear tiene una fiabilidad muy alta y por tanto una alta ponderación, así como una de gas, mientras que las energías renovables (que presenta muchas ventajas) no son predecibles y su ponderación será menor. De este modo, si se produce el pico de consumo de noche, la energía solar no aportará; igualmente, si se produce en un valle de viento, no lo hará la eólica. Por esta razón a estas energías se les asocia una fiabilidad baja. Este peso no tiene nada que ver con la calidad de la tecnología, sino con la fiabilidad.

Figura 2.  
Mix energético español y balance eléctrico del año 2012



Fuente: Elaboración propia

Figura 3.  
Magnitudes de la demanda eléctrica española



Fuente: Elaboración propia

## 5. EL DÉFICIT DE TARIFA

El déficit de tarifa se genera porque los costes regulados del sistema (transporte, distribución, primas y subvenciones a generación en las islas o carbón nacional), fijados por el Gobierno, son superiores a los ingresos obtenidos vía tarifa, también fijados por el Gobierno. El desfase producido entre los costes regulados y los ingresos regulados es lo que se conoce como déficit de tarifa. Por ejemplo, en 2012 se ingresaron 5.600 millones de euros menos que los costes y, al final de dicho año, el déficit de tarifa vivo era de 27.000 millones de euros. A finales de 2013 el saldo supera ampliamente los 28.000 millones.

Esta deuda tiene una magnitud similar a la del rescate bancario, es mucho dinero. ¿Cómo se ha ido generando? En 2004 se ingresaban y gastaban las mismas cantidades, unos 7.000 millones de euros. En 2012, por el contrario, los ingresos regulados se doblaron hasta 15.000 millones, pero los costes regulados se triplicaron hasta 21.000 millones.

Esto ha sucedido debido a que, mientras que en 2004 existían 1.200 millones en primas (El régimen especial era minoritario), en la actualidad dicha partida ha subido hasta los 8.700 millones. También ha subido todo lo relacionado con la distribución y la gestión comercial (de 3.400 a 5.000 millones, un 3-4% anual acumulativo), entre otras partidas como el transporte (que ha crecido un 6-7% anual acumulativo). Dichas subidas pueden analizarse en la

Figura 4.  
Principales causas de la situación actual

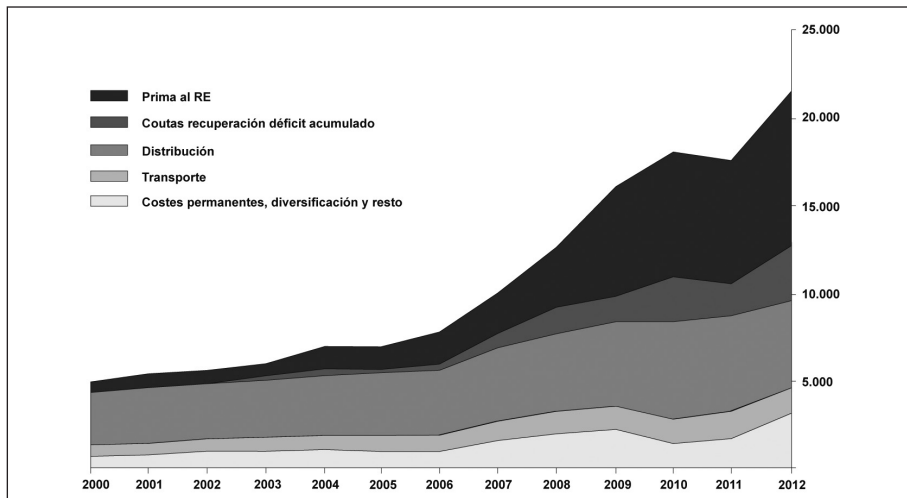
- ✎ En el año 2004, no había déficit, los ingresos por tarifas de acceso fueron iguales a los pagos de los costes regulados, 7.000 millones de euros.
- ✎ En el año 2012, los costes regulados sumaron 21.000 millones de euros, el triple que en 2004.
- ✎ En el año 2012 los ingresos por tarifas de acceso fueron 15.000 millones de euros, el doble que en 2004.

Costes de Acceso	2004	2012
Primas	1.243	8.664
Distribución y gestión comercial	3.421	5.003
Transporte	831	1.477
Amortización déficit	390	3.200
Otros costes regulados	1.149	2.999
<b>TOTAL</b>	<b>7.035</b>	<b>21.343</b>

Fuente: Elaboración propia

Figura 5. Con todo lo anterior, las dos más altas son la de las primas, en general, y la de las amortizaciones del déficit, que juntas suponen, actualmente, algo más de la mitad de los costes regulados. Esta situación justifica el enorme incremento, que no se ha visto compensado con ingresos equivalentes.

Figura 5.  
Evolución de los costes regulados en el periodo 2000 -2012

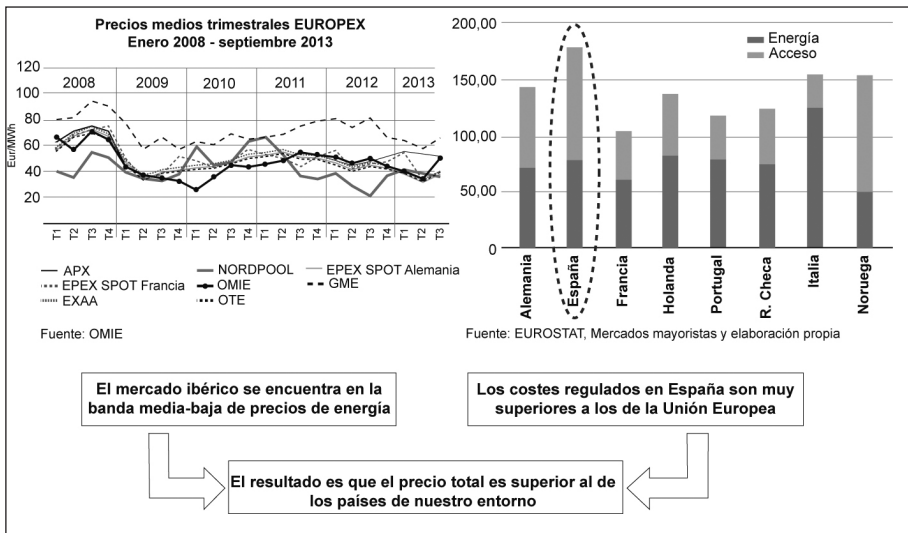


Fuente: Elaboración propia

Hasta la modificación introducida en la nueva ley del sector eléctrico, el déficit debía, por ley, ser soportado y financiado por las cinco empresas de UNESA. En los balances de estas empresas, se han reflejado dichos millones que poco a poco se han titulizado con aval del Estado. El nuevo marco normativo limita la aparición de déficits futuros y, en cualquier caso, obliga a su financiación a todos los agentes que obtienen una retribución regulada.

Comparando el precio de la energía que se vende en España en relación a otros países de la Unión Europea, puede apreciarse que el precio del *pool* español está en la media o por debajo de la media. ¿Por qué, entonces, el recibo eléctrico español es de los más caros de Europa? Porque los costes regulados son los más altos de Europa. En España estamos pagando más costes regulados que energía, de modo que lo caro no es la energía eléctrica, sino el recibo, tal y como se aprecia en la Figura 6.

Figura 6.  
Comparativa internacional entre precio de energía y costes de acceso



Fuente: OMIE y EUROSTAT

## 6. SOLUCIONES AL DÉFICIT DE TARIFA

¿Qué medidas deberían haber sido tomadas para solucionar el déficit?

Una respuesta ortodoxa pasaría por igualar costes a ingresos. Esto habría llevado a subidas fuertes en el recibo que pagan los consumidores, por lo que no es la solución adecuada.

Lo que se pretende con la reforma eléctrica es buscar una solución de compromiso para cuadrar el déficit. Esto consiste en una serie de recortes (esencialmente a distribución, transporte y primas) más un incremento fuerte de los impuestos.

En los últimos años el sector eléctrico en su conjunto ha sufrido recortes de 4.000 millones en la retribución y 3.000 millones en impuestos. Esto quiere decir que se ha aportado a la solución del déficit 7.000 millones en dos años, lo que supone un fuerte golpe para cotizaciones y balances.

En la solución planteada por el Ministerio de resolver el problema del déficit entre “tres patas” (consumidores, sector, y Estado), los dos primeros actores (consumidores y sector) han aportado su parte (los cerca de 28 millones de consumidores eléctricos españoles han aportado 2.000 millones de euros). Finalmente, y ante la necesidad de cumplir con el objetivo prioritario de déficit público, el Gobierno no ha podido aportar la cantidad prevista inicialmente, con lo que el año 2013 se ha cerrado con un déficit de tarifa de 3.600 millones de euros (cuando no debería haberse generado dicho déficit).

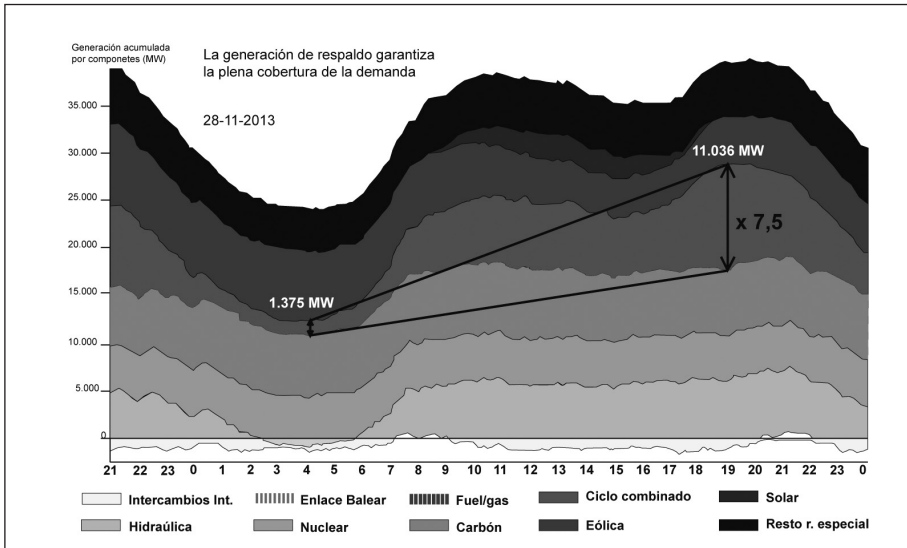
### 7. POLÍTICA DE FOMENTO DE LAS EERR

Las energías alternativas tienen ventajas. El problema radica en que, en España, estas tecnologías son importadas de otros países (China, principalmente, en el caso de la energía fotovoltaica) en lugar de apostar por una tecnología propia.

En España se está pagado la curva de aprendizaje de todo el mundo, cuando lo adecuado hubiera sido invertir en I+D+i, estudiar los sistemas y no implantarlos hasta que estuvieran maduros. Lo importante en materia de energías renovables, como en cualquier otra tecnología, no es ser líderes en instalación, sino ostentar el liderazgo tecnológico. España, que ha instalado tecnología inmadura, no puede ser actualmente líder tecnológico. A modo de dato cuantitativo, la tecnología inmadura se instaló en España con un precio de 8 euros por Wp cuando, unos años más tarde, se ha situado en menos de un euro.

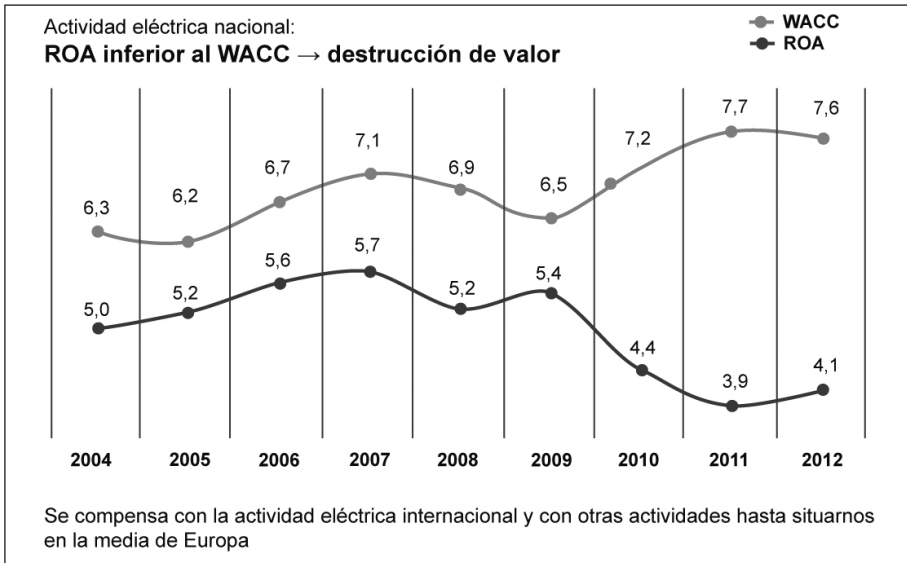
Existen 26.000 MW de ciclos combinados en España, instalados antes de las energías renovables y que se encuentran funcionando alrededor de 600 horas al año, cuando su nivel óptimo es de 6.000 horas. Estos ciclos están actualmente operando *back up* de las renovables, es decir, en segundo plano. Una situación así no puede mantenerse, teniendo en cuenta que estos ciclos combinados son los que dan estabilidad al sistema.

Figura 7.  
Retribución por capacidad de las diferentes energías



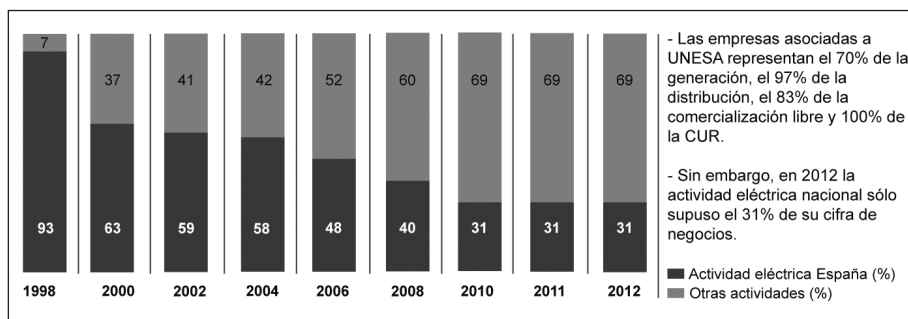
Fuente: Elaboración propia

Figura 8.  
Rentabilidad de la actividad eléctrica nacional



Fuente: Elaboración propia

Figura 9.  
Cifra de Negocios de la actividad eléctrica en España y de otras actividades



Fuente: Elaboración propia

## 8. CONCLUSIONES

- No se está apostando por una energía eléctrica barata. Se debe eliminar del recibo todo aquello que nada tiene que ver con el suministro. De este modo el recibo eléctrico llegaría a ser un 30% más barato.
- Los agentes, incluidos los renovables, no podrán realizar inversiones, debido a que las tasas de retribución se encuentran por debajo de los costes del capital.
- Las grandes eléctricas seguirán descapitalizándose año tras año perdiendo valor. Como consecuencia, en 1998 las cinco eléctricas de UNESA poseían el 100% de su negocio en España, a día de hoy este porcentaje se encuentra entre el 27-28%.





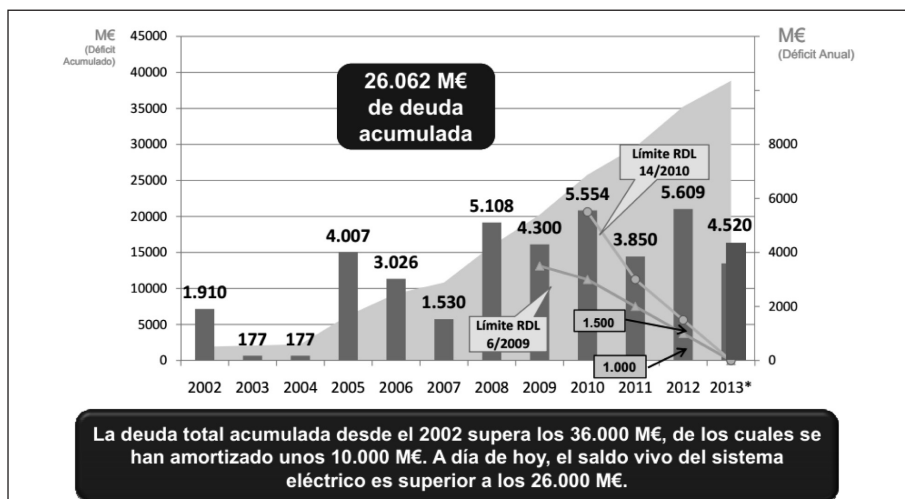
## CAPÍTULO 2 LA REFORMA ELÉCTRICA

José Casas Marín  
*Director General de Regulación de Endesa*

### 1. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL ANTE LA NUEVA REFORMA ELÉCTRICA

En primer lugar, y como introducción a los antecedentes que han conllevado a la nueva reforma eléctrica, se ha de estudiar la evolución del déficit (entendido como la deuda acumulada o la diferencia entre coste del sistema e ingresos generados) a lo largo de los distintos años.

Figura 1.  
Evolución del déficit en el periodo 2002 - 2013



Fuente: CNE

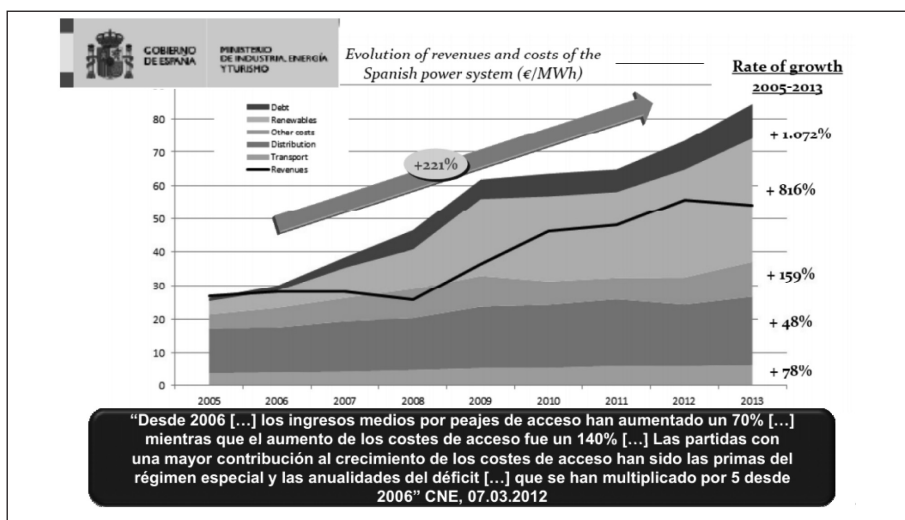
Como puede observarse en la Figura 1, el déficit se mantuvo constante en los años anteriores a 2005, hasta que, en este mismo año, se incrementó notablemente alcanzando un valor alrededor de los 4.000 M€ debido a la entrada del mercado del CO<sub>2</sub> en España. En los años sucesivos se controló el nivel de déficit reduciendo el nivel de deuda, hasta que en el año 2008 y en adelante se vuelve a incrementar, alcanzando valores que incluso superan los 5.500 M€.

A pesar de que, mediante sucesivos Reales Decretos - Ley, se establecieron diferentes límites de déficit, la deuda continua descontrolada. Como ejemplo, en el año 2009 se estableció un nivel de déficit de 3.500 M€, aumentando hasta 5.600 M€ en el año 2012.

La explicación a porqué el déficit sigue incrementándose es clara. La definición de déficit lo sitúa como la diferencia entre costes e ingresos generados. El déficit varía ya que los ingresos evolucionan de manera inferior a la evolución de los costes. Esto es, los costes aumentan a un ritmo más alto de lo que lo hacen los ingresos, siendo la diferencia entre ellos cada vez más amplia.

Como se puede observar en la Figura 2, a partir del año 2005 ingresos y costes comienzan a evolucionar de manera diferente, creciendo más rápidamente estos últimos. En concreto, en el año 2012, un informe de la CNE cifra el aumento de costes en un 140%, mientras que los ingresos se incrementaron tan solo un 70 %, lo que supone un desfase del 70 %.

Figura 2.  
Evolución de ingresos y costes en el sistema eléctrico español durante el periodo 2005 - 2013



Fuente: MITyC, CNE

Dichas cifras se pueden interpretar como dos decisiones políticas energéticas incongruentes:

- El desarrollo e impulso de las fuentes de energía renovables.
- El mantenimiento o no subida de tarifas, al no reconocer los costes asociados a las fuentes de energía renovables.

Estas dos decisiones conducen a que los ingresos, impuestos por Orden Ministerial, no son suficientes para cubrir los nuevos costes asociados a la implantación y mantenimiento de las energías renovables.

En el año 2008 se establecieron una serie de objetivos en cuanto a energías renovables, en especial con dos tecnologías inmaduras como la fotovoltaica y la termoeléctrica. Pero estos objetivos, no solo se cumplieron, si no que se sobrepasaron. Como ejemplo, en cuanto a energía fotovoltaica se estableció un límite de 400 MW, pero se instalaron 3.300 MW, lo que supone un coste adicional anual de 2.500 M€ durante 30 años.

A pesar de que en el año 2012 se ha tomado el nuevo Real Decreto - Ley sobre renovables, todos aquellos proyectos que permanecen en el pre-registro (anterior a la entrada de dicho RD-L) continúan instalándose. En concreto, entre el año 2012 y 2013 se han instalado 2.000 MW termoeléctricos que suponen un coste de 2.500 M€ anuales, que deberán asumirse en los próximos 25 o 30 años.

En definitiva, el principal problema es que los costes han crecido por encima de los ingresos. Y la principal razón de que los ingresos no se incrementen con el mismo ritmo que los costes radica en la tarifa eléctrica.

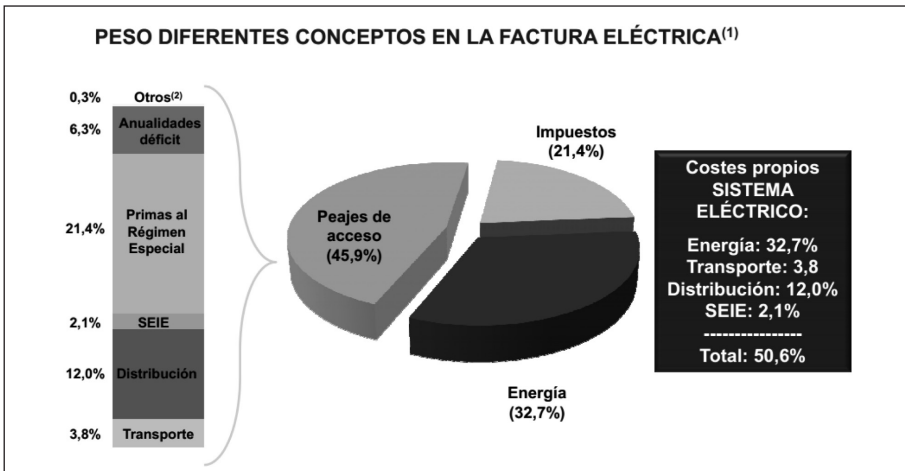
La tarifa española, o la cantidad de dinero pagado por los consumidores españoles, se distribuye tal y como se muestra en la Figura 3:

- Un 32,7% lo constituye el coste de la energía.
- Los costes del sistema o de acceso, conforman el 45,9% del total. Estos incluyen, además de los peajes de acceso, distribución, transporte, anualidades de déficit, primas...
- El 21 % restante lo forman los impuestos (IVA e impuesto de la electricidad).

La principal diferencia con las tarifas europeas radica en los costes propios del sistema eléctrico. En España los peajes de acceso se facturan vía tarifa eléctrica, mientras que en el resto de Europa únicamente contemplan transporte y distribución, conocidos por costes de red. Por otro lado, el resto de costes asociados a España (coste extrapeninsular, primas de régimen especial, anualidades de déficit, financiación de la CNE, de IDAE...) se facturan vía tarifa eléctrica, al contrario que en Europa.

En España se estima que el 50% del coste total de la tarifa se corresponde con el coste de servir la energía. En Europa no se asumiría el coste extrapenin-

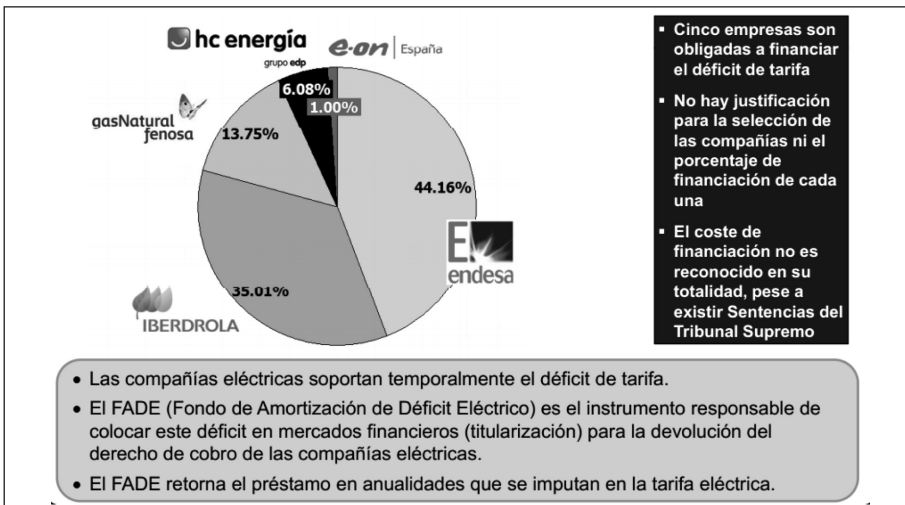
Figura 3.  
Distribución de costes de la factura eléctrica española



Fuente: Elaboración propia

sular como un coste referido a servir la energía, ya que su sistema está basado en sistemas aislados e independientes (Nuclear, hidráulica...) Sin embargo, en España, al ser un sistema no aislado se asume como un coste de servicio energético.

Figura 4.  
Empresas que financian el déficit de tarifa



Fuente: Elaboración propia

Con todo esto se concluye que, el 50 % del coste se debe a costes propios del sistema eléctrico y energético español, y el otro 50 % se debe a decisiones de política energética que no deberían pagarse como tarifa eléctrica, y que de hecho, fuera de España, no se facturan como tal.

Esta diferencia entre lo que debería y no debería facturarse como tarifa eléctrica, se financia entre cinco empresas, tal y como se muestra en la Figura 4.

## 2. MEDIDAS PREVIAS A LA REFORMA, TOMADAS POR EL ACTUAL GOBIERNO

Con el contexto anteriormente descrito, el actual gobierno identificó rápidamente el problema y se han empezado a diseñar e implantar nuevas medidas para solventar el incremento y descontrol del déficit:

### 2.1. Real Decreto – Ley 1/2012 del 27 de Enero de 2012

Dicho Real Decreto – Ley trata sobre la moratoria renovable, y suprime los incentivos para las nuevas instalaciones de régimen especial. Aún así estos se mantienen para todas aquellas instalaciones previas como se ha comentado anteriormente.

### 2.2. Real Decreto – Ley 13/2012

En el que se incluye otra serie adicional de medidas. Entre las más importantes destacan:

- La reducción de la retribución a la distribución eléctrica.
- La reducción de pagos por capacidad y reducción de retribución a las centrales nacionales de carbón, que están obligadas a utilizar como combustible los cupos establecidos en el Plan de Minería.
- En cuanto a generación extrapeninsular, un recorte del 12% en la remuneración de la garantía de potencia de grupos con más de 25 años.

### 2.3. Real Decreto – Ley 20/2012

Mediante el cual se recorta de la generación extrapeninsular la tasa de retribución y la remuneración por O&M, además de la exclusión de retribución de las inversiones recurrentes.

Con este paquete de medidas se esperaba solucionar el problema de déficit del año 2012, pero no fue suficiente y hubo que modificar el límite de déficit.

## 2.4. Ley 15/2012 del 27 de Diciembre de 2012

Esta ley recoge una serie de medidas fiscales que pretenden recaudar impuestos y financiar de esta manera el déficit:

- Se crea un impuesto a la producción, tanto ordinaria como de régimen especial, del 7% sobre todo ingreso percibido (primas, mercado, retribuciones, garantías de potencia...). Con este se espera recaudar 722 millones de euros del régimen ordinario de producción, 119 millones con el SEIE y 786 millones del régimen especial.

- Se introduce una tasa nuclear, traducido en un impuesto sobre el combustible gastado (2.190 €/kg UOX) y sobre los residuos radiactivos (6.000 €/m<sup>3</sup> para baja y media actividad, y 1.000 €/m<sup>3</sup> para muy baja actividad). Esto supone alrededor de 5 €/MWh, con un impacto cercano a los 269 M€.

Además se crea un impuesto sobre almacenamiento de combustible gastado y residuos en instalaciones centralizadas.

- Se implanta un canon hidráulico equivalente al 22% de la totalidad de los ingresos de toda la producción hidráulica.

Las instalaciones con una potencia menor de 50MW se benefician de una reducción del 90%, así como los bombeos y otra serie de instalaciones por razones de política energética.

El impacto estimado de esta reforma es de 160 M€.

- Se crea un “céntimo verde”, un impuesto sobre el consumo de fuentes contaminantes para la producción eléctrica.

Para el gas natural (en usos doméstico, industrial y eléctrico) es de 4,6 €/MWh.

En el caso del carbón se elimina la exención para producción eléctrica y se aumenta hasta 7 €/MWh.

Referente al fueloil se grava a razón de 12 €/tonelada y el gasóleo a 29,15 €/m<sup>3</sup>, ambos para producción eléctrica.

Con esta medida se espera recaudar 1.258 M€.

- Además, se incluyen en esta ley otra serie de medidas como la prohibición de la producción termosolar con combustibles fósiles, la posibilidad de revisar impuestos y tasas, y la posibilidad de introducir mecanismos de compensación para las Comunidades Autónomas que por la entrada en vigor de esta norma reduzcan sus ingresos. Estas medidas debería reportar en torno a 283 millones de euros.

Globalmente, el objetivo de la norma era recaudar en torno a 2.500-2.900 millones de euros. Este año (2013) la previsión se sitúa sobre los 2.600 millones de euros. Todo ello con el nuevo objetivo de reducir el déficit de tarifa.

## **2.5. Real Decreto – Ley 2/2013**

Este Real Decreto – Ley modifica la metodología de actualización de las retribuciones reguladas mediante las siguientes acciones:

- En vez del IPC se reconoce el IPC subyacente.
- Se decide que toda energía renovable se pague mediante tarifa regulada, desestimando la opción anterior de pagar en función del pool y la prima.

En un primer momento, se pretendía que el impacto de esta reforma fuera de 740 millones de euros, pero debido a la caída del mercado y a al consecuente aumento de la prima, se ha visto reducido considerablemente.

## **2.6. Ley 17/2013, de garantía de suministro, e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares**

- Esta ley prohíbe invertir a aquellos agentes que posean más de un 40 % del territorio extrapeninsular. Es decir, se permite la libre entrada de nuevos inversores, pero se prohíbe que aquellos que ya poseen cierto nivel de inversión amplíen sus instalaciones.
- Se obliga además a que el bombeo sea realizado por el operador del sistema, obligación antes liberalizada.
- Se establece que Enagás debe hacerse cargo de todas las plantas regasificadoras españolas.

## **3. REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO DE JULIO DE 2013**

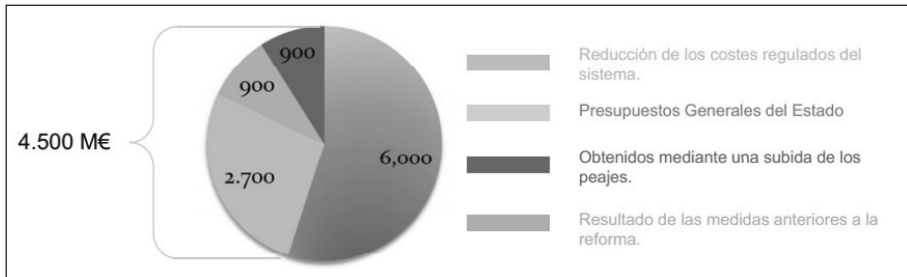
Esta nueva reforma, objeto de la presente exposición, ha sido calificada por el gobierno como un paquete adicional de reducción de 4.500 millones de euros (que se han de sumar a los 6.000 millones recortados con todas las medidas previas adoptadas hasta el momento).

Dicha reducción de 4.500 millones se reparte tal y como se muestra en la Figura 5.

Correspondiendo de esta manera:

- 2.700 M€ a ser soportados por los operadores de los regímenes ordinario y especial;
- 900 M€ a cargo de los Presupuestos Generales del Estado.
- 900 M€ a asumir por los consumidores mediante el aumento de tarifas de Agosto de 2013.

Figura 5.  
Distribución de la reducción de 4500 Me más 6000 Me, objeto de la reforma



Fuente: Elaboración propia

La reducción de 4.500 millones, junto con los 6.000 millones debidos a las medidas previas, constituyen una reducción en torno a los 10.500 millones de euros, que aunque parezca excesivo, se va sucediendo desde enero de 2012 hasta el presente año 2013.

Esta reforma presenta una extensa lista de Reales Decretos y Órdenes Ministeriales que, si todo sucede según las previsiones del Gobierno, el día 31 de Diciembre de 2013 entrarán en vigor.

En este extenso listado de medidas, las más importantes y que más afectan al panorama actual se mentan a continuación:

A) Para **solucionar el constante problema del déficit** de tarifa se llevan a cabo ciertas medidas para modificar estas:

- Se establece que todo nuevo coste introducido, en el futuro llevará asociado un nuevo ingreso para contrarrestar su efecto, o bien se reducirá otro coste existente para minimizar su efecto.
- El déficit del año 2013 no será titulizado, y por tanto se financiará a 15 años.
- A partir del año 2014 no podrá existir un déficit superior al 2% (con un máximo acumulado del 5%). En caso de que se supere este déficit se procederá automáticamente a una revisión al alza de las tarifas. Por consiguiente, dicho déficit será financiado por los agentes que perciban ingresos regulados (Los agentes incluyen tanto a los 5 citados anteriormente en el Apartado 2 y Figura 4, como a cualquier otro ajeno a dicho grupo), se devolverá en 5 años y, mientras exista déficit no estará permitido reducir los peajes.
- Se concede un aval de 4.000 millones de euros para poder financiar el déficit no previsto en 2012. Actualmente el aval ya se ha ejecutado, y se ha conseguido titulizar el total del exceso de 4.109 millones de euros sobre los 1.500 millones previstos.



- Los PGE asumen el 50% de la compensación de los sistemas extrapeninsulares.
- Se permitirá una revisión trimestral de los peajes.
- Se establece para Agosto de 2013 una revisión de peajes del 6,8%.  
La tarifa publicada en Agosto establece unos costes de 20.556 millones de euros que se financiarán según:
  - 14.678 millones de euros obtenidos por medio de los ingresos de acceso.
  - Crédito extraordinario liberado por el Ministerio de Hacienda, por un valor de 2.200 millones.
  - 2.647 millones de euros recaudados con la Ley de Medidas Fiscales aprobada en Diciembre de 2012.
  - Las subastas de CO<sub>2</sub> se espera que provean 150 millones.
  - 900 millones de euros financiados gracias a los sobrecostes extrapeninsulares durante los PGE de 2014.

En definitiva, del total de 20.000 millones, 14.000 se financiarán por vía tarifa eléctrica, y los 6.000 restantes dependen del Ministerio de Hacienda y de que los PGE puedan aportarlos.

- B) Sobre las **energías renovables**, esta reforma energética establece un nuevo marco retributivo en base al bono a 10 años más 300 puntos básicos en el que los periodos regulatorios serán de 6 años. La retribución por su parte se realizará a través de los ingresos del mercado, añadiendo una retribución específica (como incentivo a la inversión y a la explotación que sea capaz de cubrir los costes que una empresa eficiente no sea capaz de recuperar en el mercado).

Esta es una manera de integrar en el mercado las energías renovables, igualándolas al resto de fuentes de energía, haciendo que los ingresos dependan de dicho mercado. (Hasta ahora las renovables ofertaban a cero en subasta ya que sus ingresos estaban regulados). Es decir, a partir de este momento la energía renovable se pagará por el precio de mercado más un incentivo.

Además se introduce un incentivo a la inversión en SEIE según la reducción de costes variables, se elimina el complemento de eficiencia y la bonificación de energía reactiva y únicamente se permitirá desplegar nuevas instalaciones renovables para alcanzar los compromisos internacionales o para reducir el coste del sistema.

Aunque todavía no está aprobado el real decreto de régimen especial, este si será de aplicación desde el 14 de julio de 2013, fecha en la que se aprobó el Real Decreto-Ley 9/2013.

- C) Respecto a la **distribución**, aunque se ha explicado en exposiciones anteriores, la retribución será en base al bono a diez años, sumando 200 pun-

tos, en periodos de retribución de 6 años. Anualmente las distribuidoras presentarán sus planes de inversión al Ministerio de Industria y al Regulador (CNMC), limitándose el volumen máximo de inversiones al 0,12% del PIB por año. Adicionalmente se establece un nuevo incentivo relativo al fraude.

- D) El **transporte**, por su parte, tendrá un esquema similar a la distribución. Se establece la retribución definitiva del periodo 2008-2011 y los estándares específicos para SEIE.
- E) En relación con los **pagos por capacidad e hibernación**, se establece:
- Como incentivos a la inversión, las instalaciones anteriores al 2016 recibirán la mitad de lo previsto anualmente (13.000 en vez de 26.000 euros por MW y año). En contrapartida se duplica el periodo de percepción, establecido inicialmente en base a lo que restaba para cumplir 10 años. Para las instalaciones posteriores a 2016 se establecerán subastas cuando el índice de cobertura se sitúe por debajo de un determinado umbral. El incentivo será liquidado por el operador del sistema, según potencia y precio durante 10 años.
  - Se establece un **incentivo de disponibilidad** para los ciclos combinados y para el carbón.
  - El operador del sistema determinará la potencia que puede pasar a **hibernación**, y organizará subastas para determinar qué centrales lo harán durante periodos de un año.
  - Finalmente, las restricciones técnicas se retribuirán únicamente por sus costes variables, Esto es, los agentes que atienden las restricciones técnicas únicamente tendrán derecho a cobrar los costes variables, y no los fijos.
- F) En cuanto a la **generación en territorios no peninsulares**, el esquema será similar al actual. La retribución será la misma que la relativa al transporte y la distribución. Los valores de inversión a futuro y los costes de O&M se consideran fijos, asumiendo economías de escala. Además se introduce el CO<sub>2</sub> en el despacho y se proveerá con un incentivo de eficiencia al operador del sistema.
- G) Sobre el precio de los combustibles, se introducen subastas bianuales para fijar su precio, tomándose referencias internacionales en caso de que queden desiertas.
- De esta manera se modifica de forma retroactiva la retribución del combustible y la retribución de los estándares durante los años 2012 y 2013. Esto supone un problema ya que el combustible para los años 2012 y 2013 ya se ha adquirido, y con la reforma las curvas de referencia para el establecimiento de los costes han cambiado.

- H) Se establece un mecanismo de subasta para la **interrumpibilidad**, liquidado directamente por el Operador del Sistema y dejando de incluirse en los peajes.
- I) En cuanto al **autoconsumo**, se plantean dos situaciones diferentes:
- a. El consumidor con autoproducción, aquel que tiene una potencia instalada menor a 100 kW y, en todo caso, menor a su potencia contratada. Para éste no se valora la energía que pueda verter a la red cuando su producción supere la demanda.
  - b. El generador con consumidor asociado, aquellas instalaciones de más de 100 kW. Este sí podrá cobrar por los excedentes que vierta sobre la red. Además adquiere la condición de generador y como tal pagará su peaje de generación.
- Ambos casos pagarán el polémico peaje de respaldo por la energía autoconsumida, al entenderse que están conectados a la red incluso cuando no hacen uso de ella. Este peaje de respaldo se asimila al peaje de acceso, sumando los pagos por capacidad y servicios de ajuste. Por el contrario, hasta final de 2019 se establece una reducción del peaje de acceso en SEIE.
- J) Respecto a las **tarifas minoristas y el bono social**:
- a. La *Tarifa de Último Recurso* (TUR) pasa a denominarse *Precio Voluntario al Pequeño Consumidor* (PVPC), manteniéndose el umbral de referencia. Se habilitarán comercializadoras de referencia, como las actuales Comercializadoras de Último Recurso, pero no se permite que suministren a precio libre, fomentando la competición entre ellas.
  - b. TUR será el nombre de aquella tarifa ofrecida a los consumidores vulnerables o no definidos. Su precio se actualiza en un 3,41% sobre el valor actual. El Bono Social constituirá la diferencia entre la TUR y el PVPC, que deben financiar las matrices de los grupos verticalmente integrados (que coincide con los cinco que actualmente financian el déficit).
- K) Finalmente se regulan una serie de **aspectos de suministro**, pendientes de regulación desde 2008 y 2009 cuando se regularizó el mercado eléctrico, como son las obligaciones de los comercializadores, la gratuidad de ciertos servicios al cliente, la suspensión o corte de suministro, el tratamiento de los fraudes, el tratamiento de los suministros esenciales etc.

El impacto económico de la reforma desde 2014 se estima, como se ha señalado anteriormente, en 4.500 millones de euros, distribuidos de la siguiente manera:

La distribución y el transporte soportan conjuntamente 600 M€, que se suman a los 689 M€ que ya se le imputaron en 2012.

Otras actividades reguladas, como son los pagos por capacidad y el bono social, suman 650 M€.

Al régimen especial se le establecen recortes que se estiman en 1.500 M€. Esta es la cifra que aparece en la Memoria Económica, pero su valor real no podrá ser calculado hasta la regularización.

La subida de los peajes de acceso, por su lado, debería reportar 900 M€ extra. Y la asunción por parte de los Presupuestos Generales del Estado del 50% de la compensación de extrapeninsulares, debería representar otros 900 M€ (el resto se incorpora a los costes del sistema).

En definitiva, 4.500 M€ que, sumados a las medidas adoptadas durante 2012 y 2013 completan los 10.500 – 10.800 M€ antes reseñados. De éstos, las empresas tradicionales soportarán 2.400 M€, el régimen especial 2.100 M€, la interrumpibilidad, que afecta a los grandes consumidores, 200 M€, el Estado 900 M€, se establecen nuevas tasas e impuestos por 3.800 M€ y un aumento de tarifa, entre los producidos en 2012 y 2013, de 1.400 M€.

## 5. REFLEXIONES FINALES

### 5.1. El concepto de “rentabilidad razonable”

Lo que el actual Gobierno entiende y quiere transmitir con “rentabilidad razonable” es un nivel de rentabilidad que se adapta a la situación actual. Esta se cifra en la suma de la obtenida con un bono del estado más un diferencial en función de la actividad desarrollada. Para las actividades de bajo riesgo (Transporte, distribución y generación extrapeninsular) el diferencial se estima en 200 puntos básicos, mientras que para el régimen especial se eleva hasta los 300 puntos básicos. En definitiva, la rentabilidad razonable estaría situada en la obtenida con el bono español más 200 puntos básicos o 300 puntos básicos, según sea el tipo de actividad.

Para analizar la bondad de esta “rentabilidad razonable” se han de acudir a conceptos básicos de economía como son la TIR, el VAN y el WACC y su relación conjunta:

- Una inversión con TIR negativa presenta un VAN menor que 0. Esto significa que la inversión no puede recuperarse, no se puede hacer frente a los intereses y por tanto no se genera valor.
- Un proyecto con TIR positiva pero inferior al WACC, el VAN se mantiene negativo, con lo que es capaz de recuperar la inversión, pero no tendrá capacidad para devolver los préstamos y por ello no generará valor.
- Si se da el caso en el que  $TIR=WACC$ , el VAN de la inversión se mantiene a 0. En esta ocasión se amortiza la inversión, se devuelven los préstamos, pero sigue sin ser una inversión capaz de generar valor.

- Por tanto, una inversión con una TIR mayor que WACC se amortizará porque presentará un VAN positivo, permitirá devolver los préstamos, y además generará valor.

Tras estas breves líneas, se da por supuesto que la única manera en la que un inversor puede asegurar un VAN positivo y por tanto la recuperación de su inversión, es invertir por encima del valor del WACC. De igual manera ninguna empresa se arriesgará a invertir en valores inferiores al WACC, ya que no se asegura el retorno completo del desembolso.

El principal problema que presenta esta nueva reforma es que no asegura una completa recuperación de la inversión. El último valor del WACC conocido hasta la fecha (entre enero y febrero de 2013) se sitúa en 9,71%, mientras que se pide a los inversores que inviertan con una TIR, en el caso de entidades reguladas o régimen ordinario, del 6.5%. Incluso para inversiones de régimen especial, en las que la TIR ronda el 7.5%, no puede asegurarse el completo retorno de la inversión, al darse el caso  $TIR < WACC$ .

El principal problema que presenta la reforma en cuestión es la dificultad de hacer frente al ingente volumen de inversiones necesarias

Por tanto, el principal problema que presenta esta reforma es la imposibilidad de hacer frente al ingente volumen de inversiones necesarias. Entre las que se encuentra el nuevo modelo de distribución, que deberá asumir además el papel de gestor de energía, decidiendo a que puntos distribuir la energía que llega al centro de distribución, además de los planes de descarbonización, que requieren grandes inversiones.

### **5.2. La estructura de la tarifa y los peajes de acceso**

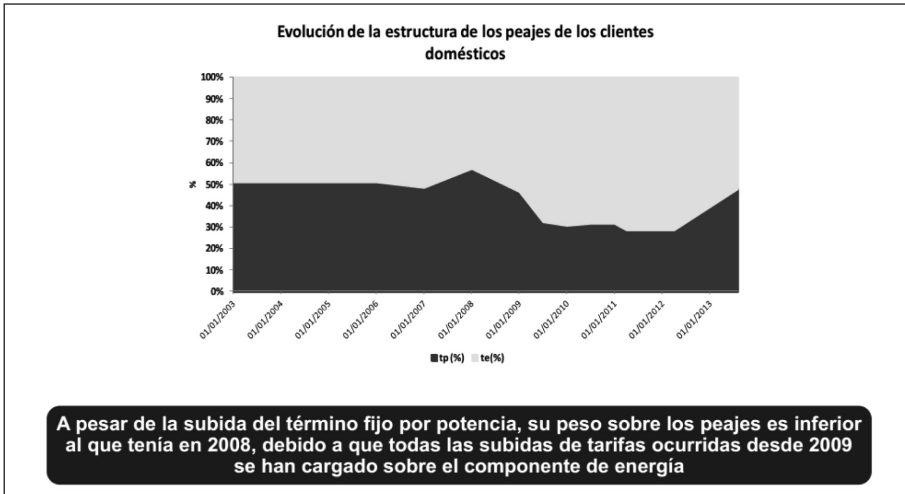
Con la nueva modificación se está dando un mayor peso al término de potencia, restando importancia al término energía. Esto inviabiliza cualquier tipo de intervención y el autoconsumo.

Las tarifas de acceso tienen que retribuir los costes de red, que son, prácticamente en su totalidad, costes fijos. Así mismo, los costes de transporte de distribución son costes fijos.

Las tarifas de acceso deberían estar constituidas casi en su totalidad por término de potencia, es decir término fijo, y con muy poco término de energía o término variable. La energía ya se paga por el coste de la energía y por tanto las tarifas de acceso deberían ser mucho más fijas que variables. En la Figura 6 puede apreciarse como las tarifas de acceso o peajes no se mantienen constantes, si no que han variado considerablemente a lo largo de los años.

El principal objetivo de aumentar el coste fijo es asegurar que se van a cubrir y recuperar todos los costes de acceso, ya que si se incluyen o se da

Figura 6.  
Evolución de peajes de acceso en clientes domésticos



Fuente: Elaboración propia

más importancia a los términos variables puede darse el caso en el que no se recupere dicho coste.

Actualmente se ha incrementado el término de potencia. Concretamente en los clientes de baja tensión se ha incrementado el término de potencia en un 90% por término medio, incrementándose así la componente fija y consecuentemente reduciéndose la componente variable.

Pese a estos cambios, el peso del término potencia (término fijo) sigue siendo inferior al establecido en el año 2008. Esta subida no es suficiente, debería de incrementarse la componente fija para asegurar en cualquier caso una cobertura total en la devolución del coste de acceso.

### 5.3. Las Energías renovables

Esta última reflexión entra en colación con el objetivo renovable europeo 20-20-20.

El principal objetivo de esta reforma es atajar el déficit de tarifa en el año 2013, y una de las medidas adoptadas es reducir la ayuda a entradas de energías renovables.

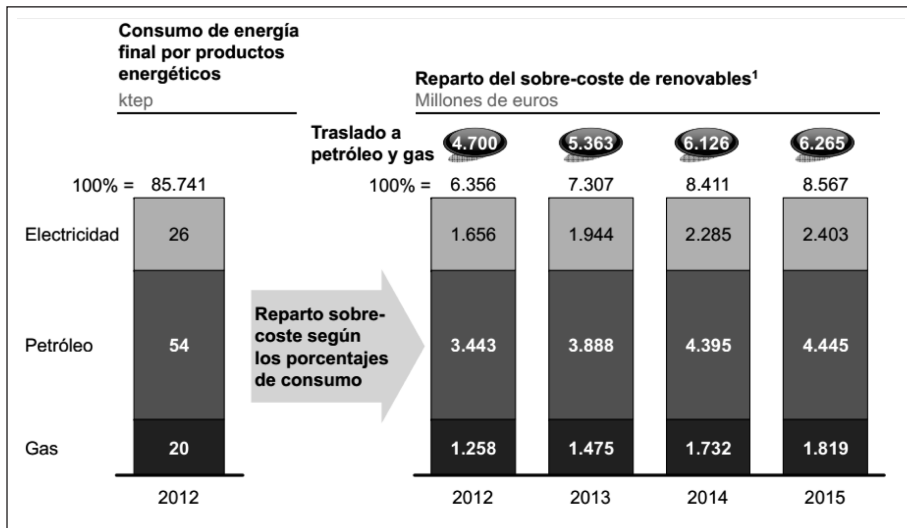
Para cumplir con los objetivos acordados a nivel europeo, España ha de seguir invirtiendo en fuentes de energía renovables, (que lógicamente precisan de ayudas para poder instalarse en el panorama actual), para conseguir que el 20% del consumo final de energía sea de origen renovable, y por tanto ha de seguir incentivando las ayudas.

## LA REFORMA ELÉCTRICA

Se hace obvio que la actual reforma entra en conflicto directo con el objetivo renovable europeo. No se conoce cuál será la solución que se dará a este conflicto. Actualmente la retribución se cifra en el valor del bono más 200 puntos básicos, ¿Y en años posteriores cual será la solución para poder dotar de ayudas a las energías renovables? ¿Reducir la retribución al bono sin spread, y posteriormente al bono con 100 puntos negativos? No se considera válida esta reforma para el objetivo europeo.

La única solución factible sería repartir el sobre-coste renovable entre todos los sectores energéticos (electricidad, petróleo y gas) de manera ponderada, tal y como se muestra en la Figura 7:

Figura 7.  
Reparto ideal del sobre-coste de las energías renovables desde el año 2012 hasta el año 2015











Fuente: PER 2011-2010, Elaboración propia

En España, el 54% de la energía final proviene del petróleo, el 26% de la electricidad y el 20% del gas. Si se asigna todo el sobrecoste a la electricidad, esta no será capaz de asumirlo ni de solventar el problema.

En el resto de Europa, como se aprecia en la Figura 8, se ha dado una solución totalmente distinta a la implantada en España y Reino Unido, y es financiar las primas a las renovables, no mediante tarifas de acceso, si no a través de impuestos, tasas, gravámenes, o directamente siendo financiados en los presupuestos generales del estado. Es decir, se ha repartido el sobrecoste y no se ha cargado únicamente a la tarifa eléctrica.

Figura 8.

Ejemplos de acciones llevadas a cabo para asumir el sobre-coste de las energías renovables en distintos países europeos

	A través de impuestos, tasas y otros gravámenes	Incluido en el precio de la electricidad a consumidor	Detalle
 Alemania	✓		▪ Recargo de 3,592 cent €/kWh ( <i>EEG Aufschlag</i> ) incluido en la factura eléctrica (algunos consumidores industriales están exentos)
 Dinamarca	✓		▪ Tasa obligatoria por servicio público ( <i>Public Service Obligation</i> ) incluida en la factura eléctrica
 Francia	✓		▪ Tasa obligatoria por servicio público ( <i>Public Service Obligation</i> ) incluida en la factura eléctrica de todos los consumidores
 Finlandia	✓		▪ Partida incluida en los Presupuestos Generales del Estado
 Holanda	✓		▪ Partida incluida en los Presupuestos Generales del Estado. En 2013 se reducirá la aportación del Estado y se incluirá una tasa específica en la factura eléctrica que aumentará anualmente hasta asumir todo el coste en 2028
 Italia	✓		▪ Tasa definida por el regulador (A3) que se aplica en la factura eléctrica y se utiliza para financiar los incentivos renovables (certificados verdes y tarifas)
 España		✓	▪ Incluido en los peajes de acceso que están dentro del precio del suministro
 Reino Unido		✓	▪ Incremento del precio de la electricidad por el coste de los certificados verdes que las empresas repercuten en el consumidor final. El esquema de certificados verdes está siendo sustituido por uno de contratos por diferencias y está por definir el nuevo modelo de financiación del sobre-coste

Fuente: “National Board of Customs” (Finlandia), “Energitilsynet” (Dinamarca), “Swedish Tax Agency” (Suecia), “Customs services” (Noruega), “Commission of Taxation” (Irlanda)

En el caso alemán se gravan impuestos sobre todos los consumidores energéticos, como son el gas, gasolina y electricidad. Por su parte, el organismo competente recauda dichos impuestos y los destina exclusivamente a remunerar las energías renovables.

En el año anterior (2012), Alemania atravesó una situación similar a la española, en la que se instaló demasiada potencia fotovoltaica y se recaudó una cantidad muy inferior a los costes de generación, concretamente se recaudaron 10.000 millones de euros para hacer frente a 17.000 millones de inversión. ¿Qué solución aportó a este problema? Se estableció una moratoria renovable y se consultó a los consumidores, los cuales decidieron aumentar los impuestos, eliminar el resto de energías como la nuclear, y poder hacer frente así al sobrecoste renovable, en lugar de cargar toda la responsabilidad a los consumidores eléctricos.

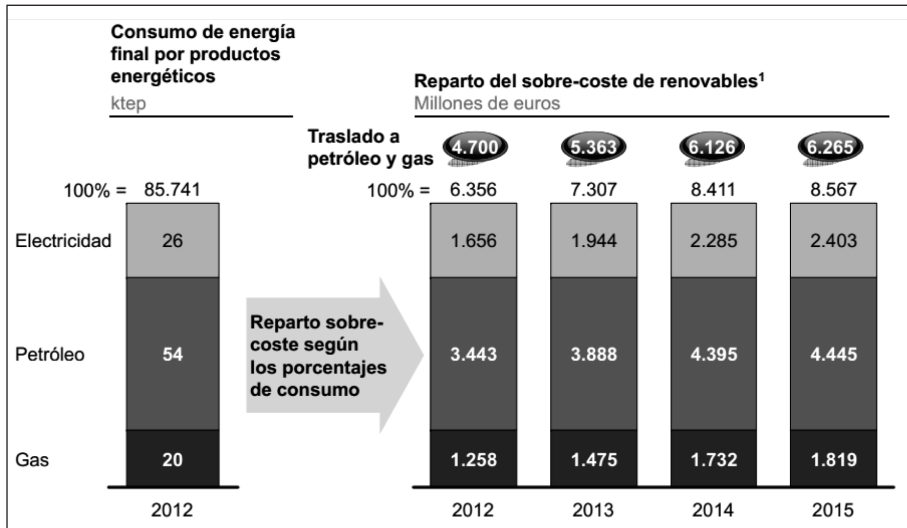
Con esta exposición de abre el debate de la fiscalidad energética: en Europa, tal y como se aprecia en la Figura 9, los consumidores energéticos, a través de la fiscalidad por emisiones de los sectores difusos, deben hacer frente y financiar las primas renovables para alcanzar el objetivo europeo. Por ello, hasta



## LA REFORMA ELÉCTRICA

que no se acometa el tema de fiscalidad energética del mismo modo que en el resto de Europa, no podrá equilibrarse el sobre coste renovable ni se podrá hacer frente a las inversiones necesarias para cumplir con el objetivo europeo.

Figura 9.  
Fiscalidad por emisiones en distintos países europeos.



Fuente: "National Board of Customs" (Finlandia), "Energitilsynet" (Dinamarca), "Swedish Tax Agency" (Suecia), "Customs services" (Noruega), "Commission of Taxation" (Irlanda)



CAPÍTULO 3  
LA REFORMA ELÉCTRICA Y LOS GRUPOS  
TRADICIONALES<sup>1</sup>

Carlos Sallé Alonso  
*Director de Regulación de Iberdrola*

En este capítulo se procede a exponer la reforma del sector eléctrico.

1. LOS ERRORES DE FORMA DE LA “REFORMA” ELÉCTRICA

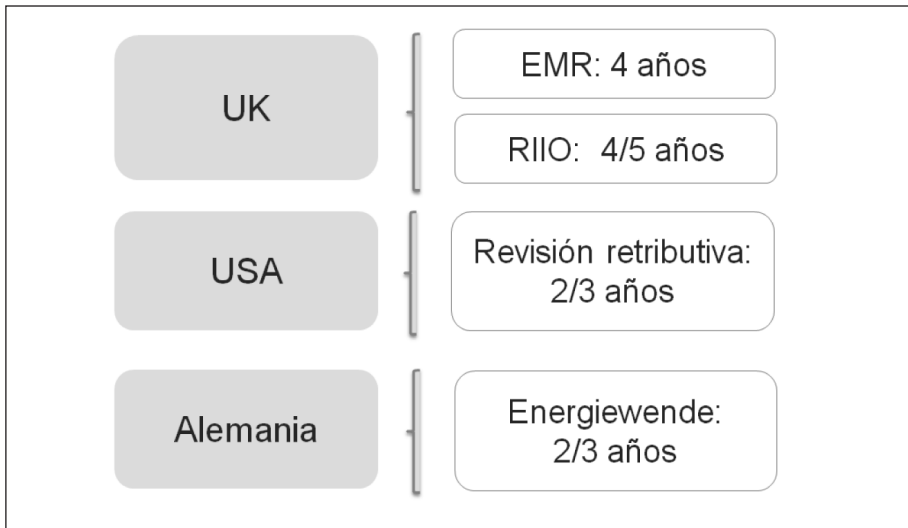
Antes de entrar en el fondo de los problemas de la “reforma”, se han de analizar las formas en que se ha llevado a cabo y para ello se presentan a continuación una serie de ejemplos sobre cómo se llevan a cabo los procesos normativos en otros países, como por ejemplo en el Reino Unido. En este país, Iberdrola está presente a través de Scottish Power, y se acaba de realizar un proceso de revisión del marco regulatorio del transporte y de las redes de distribución. Desde el momento en que se anunció por parte del regulador el cambio, esbozando unas líneas principales de dicha reforma, en las que se explicaba por qué se hacía el cambio, haciendo propuestas iniciales y abriendo un trámite de audiencia a todos los agentes como universidades, empresas distribuidoras, transportistas, ONGs, en definitiva todos los *stakeholders*, sucedieron 4 años. Algo parecido ocurre con el marco que regula el mercado mayorista (EMR), actualmente en estado de revisión. En definitiva, entre cuatro y cinco años desde que se produce la intención de la Administración, con

<sup>1</sup> Esta presentación se llevó a cabo a finales del año 2013, y se enmarca en el entorno regulatorio de esa época. A la fecha de publicación del documento que recoge las intervenciones de estas Jornadas, algunas de las normativas descritas se han aprobado sin grandes cambios respecto al trámite de audiencia. Otras siguen sin ser aprobadas.

objeto de modificarlo, hasta que se produce la normativa que entra en vigor y por lo tanto se cambian los marcos retributivos.

En EEUU, donde Iberdrola también está presente, se da una situación parecida con procesos muy reglados y garantistas. En Alemania se da el mismo caso. En definitiva, con procesos como los descritos se permite hacer un análisis detallado, controlando todos los efectos colaterales negativos (o directamente errores) que pueden surgir en las propuestas iniciales y que pudiesen haber escapado al análisis inicial de la Administración proponente.

Figura 1.  
Duración de los procesos normativos en el Reino Unido, Estados Unidos y Alemania.



Fuente: Elaboración propia

En contraste con lo anterior, lo ocurrido en España ha seguido un proceso bien distinto: Se ha recibido en el mes de Julio de 2013 un “*tsunami*” regulatorio, el cual contenía un Real Decreto Ley, un anteproyecto de Ley, una propuesta de Orden Ministerial de tarifa, una propuesta de Real Decreto de distribución, otro de transporte, una propuesta de Orden Ministerial de retribución de distribución y transporte, una propuesta de Real Decreto de suministro, una propuesta de Real Decreto de renovables, y una enorme sucesión de propuestas.

Cada una de dichas propuestas era de una complejidad enorme y se concedió un periodo de entre 5 y 10 días para comentar y sugerir modificaciones en dichas propuestas, mientras que en el resto de países ese periodo se extendía hasta los 3 o 4 años.

Tras un gran esfuerzo se consiguió enviar un listado de comentarios, realizados en un corto espacio de tiempo, al organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía CNE, inmersa en un importante cambio institucional. Los Consejeros de la CNE en vías de extinción debían a su vez emitir también su propio informe destinado a la Administración proponente (el MINETUR) con sus comentarios a todas las propuestas, habiendo tenido que analizar además todos los comentarios llegados de todos los agentes y asociaciones que, como Iberdrola, hicieron el esfuerzo de enviarlos. La cantidad y complejidad de las propuestas hace imposible que pudiese hacerse un análisis con un mínimo de calidad, pudiéndose escapar a dicho análisis, tal y como ha ocurrido, ciertos elementos críticos.

## 2. LOS GRAVES ERRORES DE FONDO DE LA “REFORMA” ELÉCTRICA

### 2.1. Primer error: el concepto de “empresa eficiente y bien gestionada”

El principal problema de la “reforma” se debe a que se introduce una figura o idea denominada la “empresa eficiente y bien gestionada”. Esta supuesta buena aportación a la regulación, en verdad, es el eufemismo para la aplicación de la retroactividad a los derechos retributivos establecidos en las normativas vigentes. El Real Decreto - Ley, y posteriormente el proyecto de Ley y el resto de propuestas que emanan de aquél, introduce la idea de hacer una normativa muy eficiente, que induzca a los agentes a que inviertan y operen de manera eficiente. Todo el mundo podría asumir que esto puede ser en un principio muy interesante, siempre que se publicite exactamente y de antemano cuáles son estos principios y siempre que los mismos se apliquen a futuro. Porque de esta manera se posibilita a los agentes, a partir de la aprobación de dichas normas, a adaptarse a lo que diga esa normativa supuestamente eficiente que ha determinado la Administración, y decidir si realizan o no sus procesos de inversión en base a ese marco, y optar a uno u otro proceso de explotación de los activos que ya tengan operando.

Pero, ¿qué es lo que de verdad ha ocurrido? Los criterios de eficiencia que plantea la “reforma” no solo no se han explicitado sino que son de aplicación al pasado. Conviene recordar que existen propuestas normativas, como las de energías renovables, en que sin disponer de las normas de menor nivel que concretan los criterios y parámetros (valores estándares) de la supuesta “eficiencia y buena gestión”, la Administración ya ha llegado a valorar el impacto de la aplicación de dichos criterios en 1.500 millones de euros sin estar desarrolladas las Órdenes Ministeriales, y además siendo dichos criterios de “empresa eficiente y bien gestionada” de aplicación retroactiva al menos desde la fecha en que se promulguen las citadas Órdenes Ministeriales del Real Decreto-ley.

Lo que se espera que ocurra es la no posibilidad de cumplir con el marco de eficiencia, que establece la Administración, ya que las inversiones y su explotación se encuentra ya realizada bajo un criterio legal y de eficiencia existente, siendo imposible rehacer el pasado, es decir, desinvertir las inversiones que no se atienen al nuevo criterio de “eficiencia y buena gestión” e invertir en otro sitio, y por otro lado, poder deshacer la explotación que se llevó a cabo.

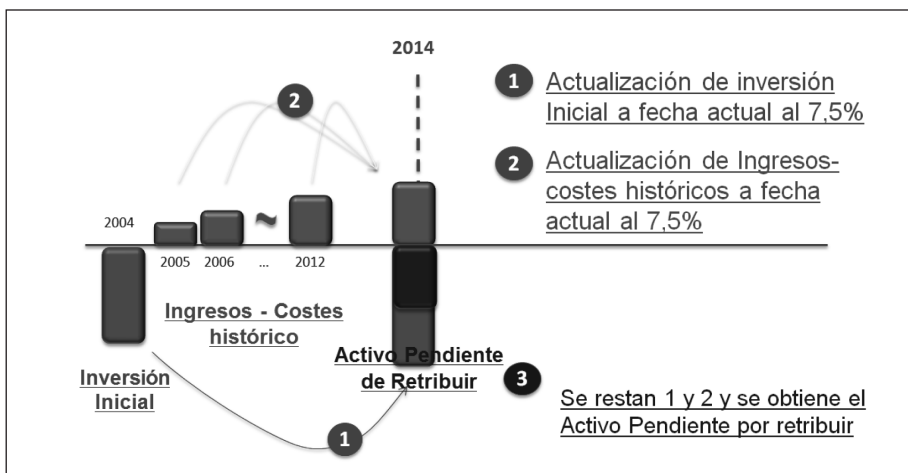
Sólo esto puede explicar el monto de los efectos (recortes) de la reforma sin estar desarrolladas las normas que concretan la reforma. O sea, se establece el recorte y luego se definen los parámetros de “eficiencia y buena gestión” que cumplen con los recortes.

En la gráfica Figura 2 se propone un ejemplo de una de las varias “retroactividades” que imperan en el eufemismo de “empresa eficiente y bien gestionada”. En este caso se muestra lo que se plantea para la retribución de las renovables, considerar la inversión inicial estándar que supuestamente tuvieron los agentes que invirtieron un año dado, por ejemplo en el 2004. A continuación se consideran los ingresos estándares que han propiciado (otro elemento de arbitrariedad) y de ellos se extraen los supuestos sobreingresos sobre el coste estándar, por encima de una rentabilidad “eficiente”, nueva y definida por primera vez en 2013, también de manera arbitraria. A continuación es restar el citado sobreingreso al valor actualizado del coste de 2004 traído a 2014. Entonces las rentabilidades conseguidas por encima de ese 7,5% se descuentan del valor actual. Aquello que resta es el valor pendiente a establecer en primas.

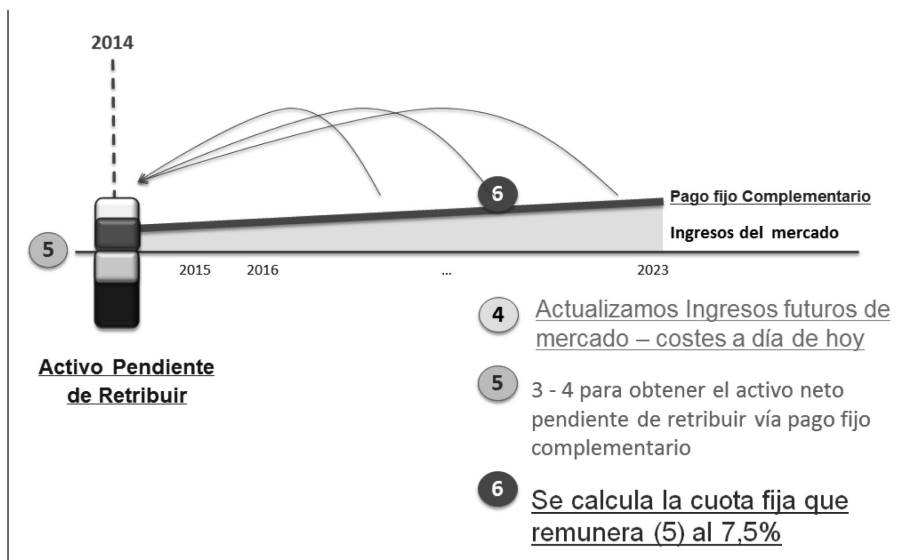
La propia CNE ha introducido una crítica a la cuestión de la retroactividad en su informe sobre el RD de renovables:

Figura 2.

Ejemplo de aplicación de la nueva normativa para una instalación de 2004



## LA REFORMA ELÉCTRICA Y LOS GRUPOS TRADICIONALES



Fuente: Elaboración propia

*“Adicionalmente, en el caso de las instalaciones existentes, la referida formulación conlleva aplicar a una corriente de flujos de caja pasados (basados en los estándares de ingresos medios y costes de explotación definidos para cada instalación tipo) una tasa de retribución financiera que podría ser distinta a la considerada en el momento en el que se adoptaron las decisiones de inversión que generaron dicha corriente de flujos.”<sup>2</sup>*

### 2.2. Segundo error: obviar que el WACC (y no el bono) es el coste del capital de las empresas

Otro grave error cometido por la “reforma” es relativa al no uso del WACC. El WACC es el coste medio de los capitales empleados por las empresas. Es un término que es conocido en todo el mundo empresarial, en el mercado de capitales y en el mundo de los reguladores. Incluso se le ha dado el Premio Nobel a quien desarrolló la metodología que lo sustenta. En las actividades sometidas a regulación, la Administración está obligada a reconocer los costes

<sup>2</sup> Informe 18/2013 de la CNE sobre la propuesta de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

eficientes en que incurren las empresas. Y, en el caso del coste de capital en que incurren las empresas, la ortodoxia regulatoria señala al WACC como el coste que debe ser reconocido. Este principio ya estaba instaurado en España, y está instaurado en todos los países que yo conozco. En la “reforma” se ha tenido la original idea de decir que el coste de capital en las empresas eléctricas españolas no está ligado al WACC sino al “bono más X”. Evidentemente –como era de esperar en una reforma cuyo objetivo básico era disminuir el déficit tarifario a base de recortes– el “bono más X” que se plantea sale mucho menor que el WACC, por lo que no cumple el verdadero criterio de eficiencia de reflejar cuál es la realidad del coste de capitales de las empresas eléctricas. Cabe citar dos referencias internacionales sobre el uso del WACC. La Asociación de Reguladores Europeos (ERGEG) dice que:

“It is recommended that the cost of capital for the transmission is estimated using a Weighted Average Cost of Capital (WACC).”

Y OFGEM, regulador del Reino Unido, decano de los reguladores europeos y referente mundial, señala:

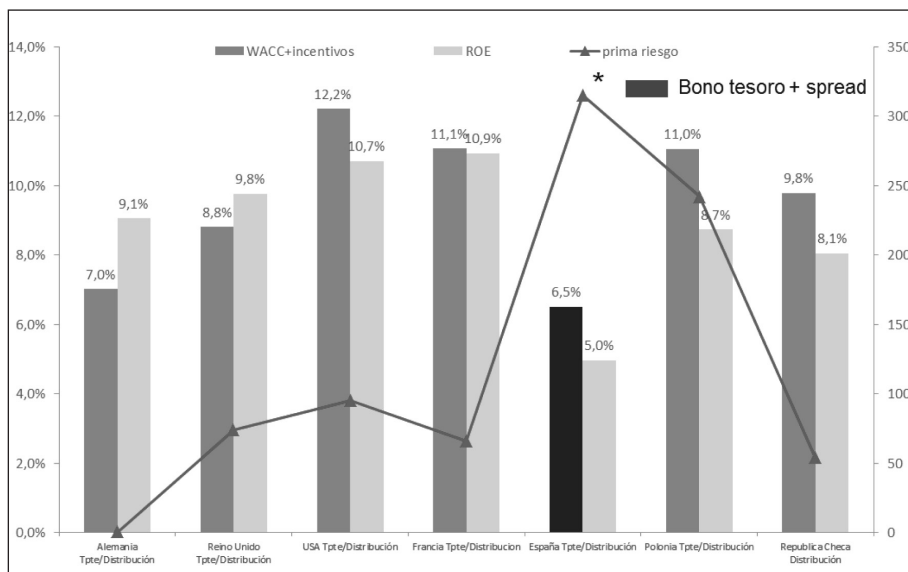
“The cost of capital is the financial return expected by investors – both debt and equity – if an efficient company is delivering an acceptable level of performance and service and meeting all of its statutory and licence obligations. Regulators typically make an allowance for efficiently incurred financing costs by calculating an allowed return on the value of the capital employed in the business (i.e. the RAB), at least equal to the company’s Weighted Average Cost of Capital (WACC).”

Cabe señalar que el WACC sería el mínimo de coste de capital del que habla OFGEM. Comparado con lo que OFGEM propone, en la “reforma” Española no se utiliza el WACC más cierta cantidad o diferencial para establecer el coste del capital que propone OFGEM sino que se propone el bono más diferencial, bastante menos de lo que se obtendría aplicando la metodología ortodoxa. Estableciendo órdenes de magnitud, alrededor de 300 puntos básicos menos, diferencia que no tiene ninguna justificación económica. Ninguna empresa “eficiente y bien gestionada” se financia en los mercados de capitales de esa manera.

En Figura 3 se presenta una comparativa internacional de cómo es la rentabilidad ofrecida en diversos países de nuestro entorno en el momento en que se lanzó la “reforma”. Las franjas correspondientes al ROE es la parte de la rentabilidad que ha minusvalorado la “reforma”, la rentabilidad de los capitales propios. Mientras que en Alemania y Reino Unido están ofreciendo el 9%, y en EEUU, hablando de transporte, el 12 %, en España el equivalente de lo que ofrece esta reforma es el 5% de rentabilidad a los capitales.



Figura 3.  
Rentabilidad permitida frente a prima de riesgo



Fuente: Informe Ernst & Young “Mapping power and utilities regulation in Europe” junio 2013 (Alemania, Polonia, Republica Checa y Francia). Estados Unidos y Reino Unido: promedio de las actividades de transporte y distribución desarrolladas por Iberdrola.

España pertenece a un mercado globalizado en capitales, con una crisis económica y financiera brutal; los capitales son adversos al riesgo y son enviados a aquellos lugares con menor prima de riesgo. Resulta que en el país con más prima de riesgo en estos momentos, España, se está ofreciendo la tasa a los capitales propios más baja, lo que no lo convierte en un país propicio para inversiones futuras.

En este tema, la Comisión Nacional de Energía, adopta la postura reflejada el siguiente fragmento:

“9.3. ...

Se considera que a efectos de justificar metodológicamente la cuantificación del diferencial, éste debería fijarse en función de la diferencia entre el WACC de referencia de la actividad a retribuir, y el rendimiento de las Obligaciones del Estado. ....”<sup>3</sup>

Fuente: Conclusiones del Informe 16/2013 de la CNE sobre el anteproyecto de ley del sector eléctrico. Subrayado del autor

<sup>3</sup> Conclusiones del Informe 16/2013 de la CNE sobre el anteproyecto de ley del sector eléctrico. Subrayado propio.

Tratando de explicarlo matemáticamente:

$$\text{Bono} + \text{Diferencial} = \text{Bono} + (\text{WACC} - \text{Diferencial}) = \text{WACC}$$

Es decir, que el bono más diferencial, lo que aparece en la propuesta de “reforma”, tendría que ser igual al bono más el diferencial que hay entre el WACC y el bono, es decir, el WACC.

### 2.3. Tercer error: error en la estimación del riesgo de la actividad

Otro error grave es que la “reforma” ha considerado a la distribución una actividad de bajo riesgo y sin necesidad de inversiones. En la actualidad la demanda se asimila a la del año 2006, más reducida, pero eso no quiere decir que no se deban reponer las redes, que no se invierta en *smart grids* ni en nuevos consumidores a los que hay que alimentar cuando inician su suministro. Existe la obligación de suministro, y por tanto la distribución debería ser un pilar fundamental del sector eléctrico, en constante cambio y renovación. Por otro lado, también resulta erróneo el comentario que la distribución constituye una actividad de bajo riesgo, sobre todo si se analizan los recortes regulatorios arbitrarios que ha sufrido la actividad en España en los últimos años.

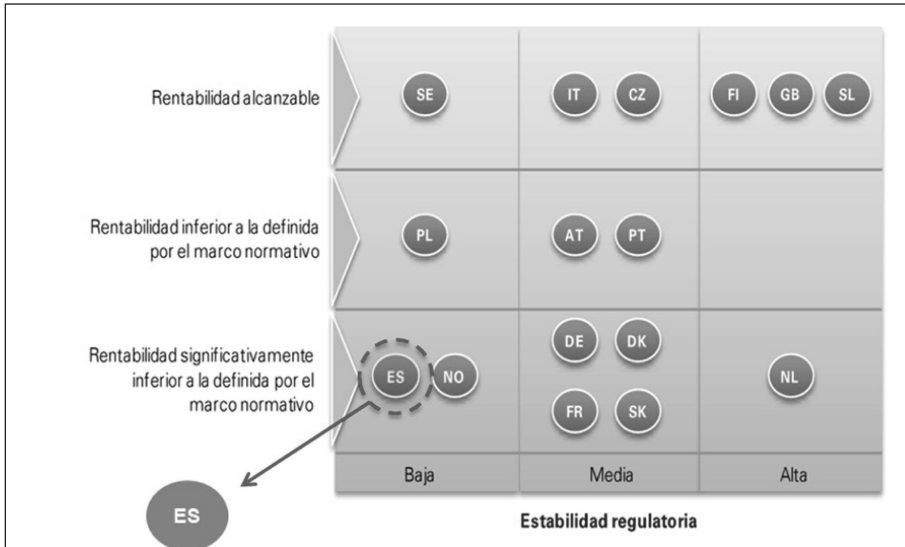
¿Cuál es el diagnóstico europeo? Se debe invertir enormemente en redes, tanto para mejorar la calidad de suministro, como para el despliegue de las *smart grids*, como para poder integrar las renovables en el sistema. Todo ello obviado dentro de la nueva “reforma”.

La “reforma” ofrece una tasa de rentabilidad del bono más 200 puntos básicos para la distribución. Resulta imposible recurrir al mercado de capitales para captar dinero para invertir. En renovables los 300 puntos básicos son escasos, y al ser una actividad liberalizada, los agentes tienen la capacidad de no invertir. Pero en la distribución se está obligado a invertir por la obligación de suministro..

En la Figura 4 se presenta una estadística de Euroelectric de 2012: “Regulation for Smart grids”, anterior a la “reforma”, centrada en el tema de las *smart grids*. En el periodo previo a la “reforma” España ya era considerada poco atractiva, con una rentabilidad muy por debajo de lo que se podría considerar aceptable y con una estabilidad regulatoria baja. Con lo que se plantea en la “reforma”, la previsión es que la situación sea aún más comprometida

Una retribución no basada en los costes de capital reales (WACC) y la obligación de suministro tiene un efecto colateral relevante, que según la opinión personal del autor, parece haberse obviado por aquellos que diseñaron la “reforma”. Si a una actividad regulada se le obliga a invertir y se la retribuye por debajo del WACC (que es su coste de capital), la empresa adaptará su estructura de capital a lo que establecido en la regulación. En caso de que no

Figura 4.  
Capacidad de alcanzar la rentabilidad definida por el marco regulatorio (RoR)



Fuente: Euroelectric, “Regulation for smart grids”, 2012

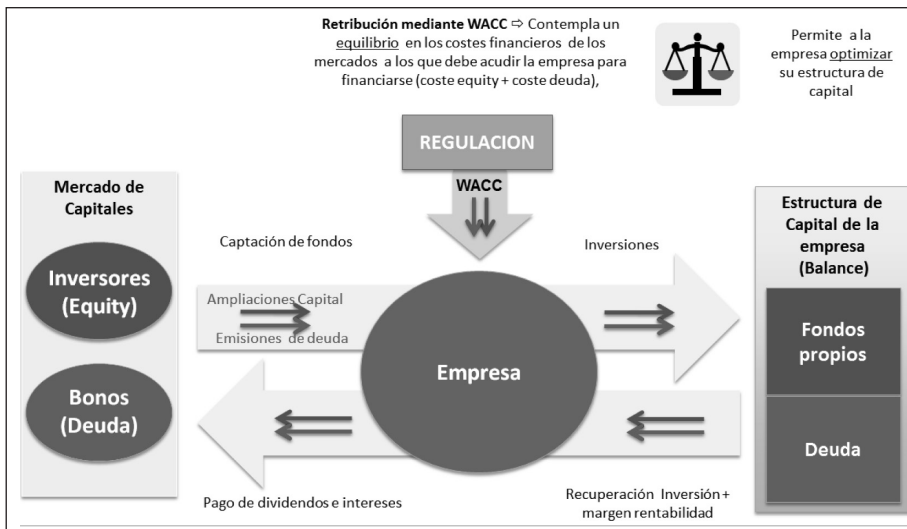
se retribuyan los capitales propios, que es lo que ocurre con una retribución como la planteada en la “reforma” únicamente ligada al bono y no al ROE o rentabilidad exigida por los recursos propios, la empresa se hiper-apalancará, es decir, acudirá preferentemente a mercados de deuda y no a reforzar sus capitales propios. Y esto, en otras regulaciones con experiencia centenaria como UK o USA, no se plantea por el riesgo al que se somete a la actividad regulada. Por ello, en dichos países la regulación del coste de capital reconocido se acompaña también de una obligación de estructura financiera (apalancamiento máximo) que sea coherente con el coste de capital reconocido y con la obligación de suministro. La Administración debe ser garante del equilibrio económico financiero de las empresas reguladas, no sólo de minimizar el coste al consumidor en el corto plazo.

Para entender este concepto, se presenta en la Figura 5 el proceso de captación de capitales de una empresa. Una empresa trata de captar capitales: el *equity*, en el mercado de los inversores, y la deuda en el mercado de deuda. Si es una actividad regulada, lo que ocurre en otros países es que se reconocen los costes de capital ligados a una estructura que sea, por ejemplo, del 50% *equity* y 50% deuda. Dichos capitales captados se invierten en las redes y esta inversión luego genera unos flujos retributivos basados en la regulación establecida que

permiten a la empresa devolver el dinero a los prestamistas de la deuda y darle retribución al capital aportado por los inversores (el *equity*). ¿Qué ocurre cuando está desequilibrado el ratio entre lo que se capta en el mercado de capitales y lo que se recibe de la regulación cuando, por ejemplo, la parte que viene de la retribución (derecha de la gráfica) la disminuye la Administración? Lo lógico es que la empresa se adapte a esa situación y, por lo tanto, modifique su estructura de capital. El balance se reestructurará y se aumentará el apalancamiento (los capitales propios demandan más coste que la deuda de terceros). Esto, según puede comprobarse en la regulación de otros países referentes internacionales, no es lo adecuado. Debido a que una empresa apalancada tiene menos soporte de sus capitales propios y sus calidades crediticias (el rating) se deterioran. Cuando aparezca en los mercados de capitales con ratings bajos, seguramente obtendrá los mismos a un coste inferior al que le retribuirán sus inversiones, por lo que no podrá invertir para cumplir con su obligación de suministro, o si invierte lo hará minando gradualmente su posición económico-financiera, lo cual no es coherente con el supuesto carácter de “bajo riesgo” que la “reforma” española ha asignado a la actividad de distribución.

Figura 5.

Retribución mediante WACC y optimización de la estructura de capital



Fuente: Elaboración propia

Además de todo lo anterior, parece que la “reforma” no analiza otros efectos colaterales que acarrea la baja retribución de la actividad de distribución. Por ejemplo, cómo los recortes a la distribución no ayudan a la economía española a la salida de la recesión económica, tanto en lo referente a la creación

de empleo como en lo relativo al incremento del PIB. La distribución es una actividad típica tractora de la economía, anti-cíclica, y por tanto, que se debería aprovechar como motor de la economía. A modo de pincelada, se proponen los siguientes datos obtenidos de estudios de PwC (“*La contribución de las actividades eléctricas de los miembros de UNESA a la Economía Española*”), de la Cátedra Orkestra para el País Vasco (“*Energía-Industria-Empleo: Metodología input/output*”) y datos de elaboración propia:

Una inversión de 2.500 Millones de Euros en distribución:

- Tiene bajo impacto económico para los consumidores en el corto plazo (equivalentes únicamente a un 0,55% de la factura eléctrica) debido a que se recuperan a lo largo de decenas de años.
- no requiere, como otro tipo de infraestructuras con efecto tractor, aportación de recursos públicos.
- crea unos 55.000 empleos.
- genera unos 6.250 Millones de Euros de PIB.
- supondrían una nueva aportación fiscal de unos 115 millones de euros.

Es decir, si se realizan inversiones en distribución, resulta que como efectos colaterales positivos se crea empleo de calidad, se genera PIB, no se requieren aportaciones de fondos públicos se aporta ingresos a las arcas públicas y el impacto en la factura eléctrica es menor que si lo hace en cualquier otro lugar, ya que la inversión se recupera en 40 años.

En conclusión, en la reforma no solo no se aprovecha el efecto tractor de la distribución, sino que, al contrario, se hace que con los recortes el efecto sea el contrario para la economía.

### 3. LA ADMINISTRACIÓN COMO CAUSANTE DEL DÉFICIT

¿Cuál es entonces el verdadero origen del déficit? Como se anticipó al principio, la propia Administración. Se habla en un primer momento de que el principal responsable son las energías renovables, pero esto no es así, hay que distinguir entre la energía y las burbujas retributivas que han creado y que han ayudado a incrementar el déficit, es decir, el causante no es la renovable si no, bien regulaciones inadecuadas, o bien objetivos lícitos de la Administración para potenciar determinados sectores económicos. En cualquiera de los casos, la Administración debería proteger la competitividad del consumidor eléctrico, bien utilizando procesos de audiencia/supervisión/control que evitasen los errores normativos, o bien traspasando la financiación de las potenciales políticas de incentivación de dichos sectores a los Presupuestos Generales del Estado. Dicho lo anterior, desde el punto de vista personal del autor, dichas

retribuciones están establecidas en un marco legal en el que confiaron los agentes y, por tanto, la ortodoxia regulatoria debería reconocer a los agentes las retribuciones en las que confiaron. Y, para evitar que dicho reconocimiento genere problemas en la competitividad del cliente eléctrico, proceder bien negociando con los agentes modificaciones a dichos marcos retributivos y/o buscando fórmulas para que la financiación de dichos errores regulatorios, y/o políticas de incentivación de otros sectores provengan de otras fuentes y no de las tarifas que pagan los clientes eléctricos.

En cualquier caso, la Administración cuenta y ha contado con numerosas herramientas que podrían haber evitado la aparición del déficit, y que, en general, se han obviado, como por ejemplo, establecer con tiempo una política de planificación del mix energético que llevase aparejada las fuentes de financiación de las mismas. Una vez establecida dicha planificación, una política de supervisión de que la misma se cumple y no se supera generando sobrecostes, un control de los incentivos que se dan a las actividades para evitar burbujas, asignación eficiente de las financiaciones de las políticas de incentivación entre los distintos sectores o por parte de presupuestos públicos, cálculos tarifarios para que los ingresos de las tarifas coincidan con los costes a retribuir, ajustes tarifarios cuando los costes y los ingresos previstos no se cumplen, traspaso automático de los desvíos de un periodo tarifario al inmediatamente posterior... etc.

Una vez ya creado el problema del déficit, también existían otras herramientas disponibles, tales como cumplir con el compromiso legal de asunción de costes, como los extrapeninsulares, en los Presupuestos Generales del Estado extrayéndolos de las tarifas; cumplir con los límites anuales al máximo déficit generable en un año; cumplir con la fecha límite de existencia de la práctica de aprobar tarifas con déficit; posibilidad, mediante reformas fiscales, de repartir de manera justa y eficiente, los costes de las primas a las renovables entre todos los sectores energéticos y no sólo el eléctrico...

Al no utilizarse dichas herramientas, se generó un déficit y, para irlo conteniendo, en vez de usar dichas herramientas disponibles, se establecieron recortes retributivos a los agentes que operan en el sector como “esfuerzo” para solucionar el problema. Es decir, pagar parte del coste del producto que ellos mismos producen.

La Administración siempre ha tenido a mano herramientas para cumplir los principios regulatorios y de eficiencia, pero no las ha utilizado, en muchos casos porque cada Gobierno ha preferido tener sus propios nuevos mecanismos en lugar de heredar los de su antecesor.

Esto no es aceptable en un sistema ortodoxo de regulación: los agentes deberían poder contemplar a la Administración como un continuo, independientemente del partido político que gobierne. Eso es lo que ocurre en los países anglosajones: que un Gobierno respeta lo que ha hecho el anterior. Si

## LA REFORMA ELÉCTRICA Y LOS GRUPOS TRADICIONALES

un Gobierno anterior se ha equivocado, se buscan mecanismos para no penalizar a los clientes eléctricos, sacando dichos errores de los costes eléctricos, o disminuyéndolos buscando salidas negociadas, pero siempre respetando los derechos establecidos por los marcos legales.

Como ejemplo de la práctica de lo que ha ocurrido en los últimos años, se presenta la tabla ilustrada en la Figura 6. En ella aparecen algunos de los ejemplos que permiten vislumbrar el ciclo habitual, detallado de la siguiente manera:

Figura 6.  
Normativas implementadas y agentes comprometidos

		<i>Promesas Gobierno</i>	<i>Esfuerzo Empresas</i>
<b>Ley 54/1997</b>	Suficiencia tarifaria	✘	
<b>RD-Ley 5/2005</b>	Obligación de financiar déficit a 5 empresas		✓
<b>RD-Ley 3/2006</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intervención precio del mercado</li> <li>• Deduciones de CO2</li> </ul>		✓ ✓
<b>RD-Ley 6/2009</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Primer a senda de eliminación déficit (0 a partir de 2013)</li> <li>• Sobrecoste islas a PPGEE</li> <li>• 2ª parte ciclo nuclear y bono social a empresas</li> </ul>	✘ ✘	✓
<b>RD-Ley 14/2010</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Otro” nuevo límite al déficit</li> <li>• Obligación de financiar E4</li> </ul>	✘	✓
<b>RD-Ley 1/2012</b>	Moratoria de renovables		✓
<b>RD-Ley 13 &amp; 20 /2012</b>	Recortes a redes, islas y pagos de capacidad		✓
<b>Ley 15/2012</b>	Nuevos impuestos a la generación		✓
<b>RD-Ley 2/2013</b>	Nuevos ajustes a distribución, islas y régimen especial		✓
<b>RD-Ley 9/2013</b>	Ajustes a actividades reguladas y pagos de capacidad		✓

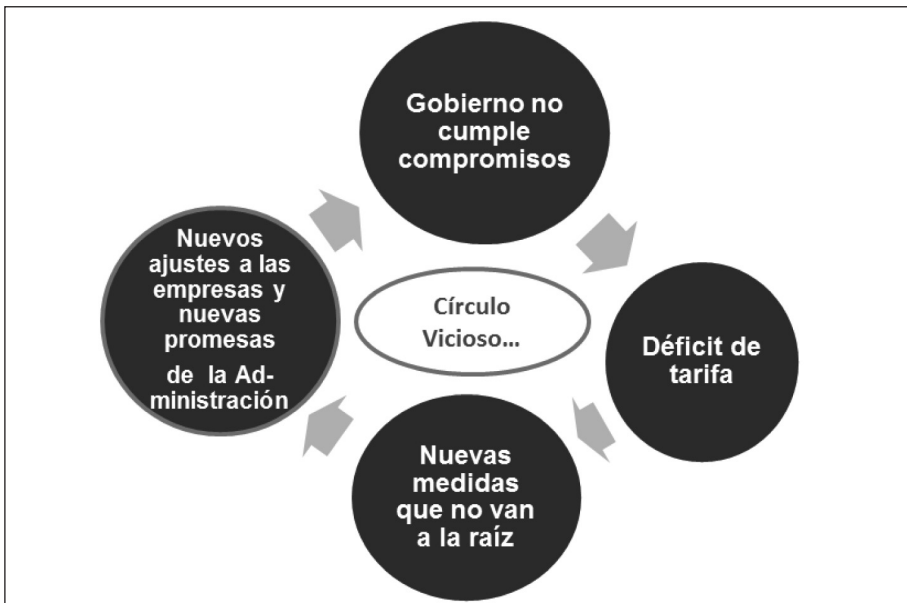
Fuente: Elaboración propia

1. – obligación en la Ley; 2. – no cumplimiento por la Administración de la obligación; 3. – justificación del no cumplimiento en base a un diagnóstico inadecuado; 4. – utilización de herramientas regulatorias inadecuadas (recortes); 5. – modificación de las antiguas obligaciones de la Administración para evitar el incumplimiento e imposición de nuevas obligaciones a la Administración..... Cada fila de la tabla contiene una normativa relacionada con el déficit, y dos columnas que reflejan respectivamente cómo va cumpliendo por un lado la Administración, y por otro los agentes con las obligaciones que le son impuestas en dicha normativa. La Administración siempre acaba cumpliendo porque ante un incumplimiento se modificaba la normativa. Evidentemente los agentes (sean consumidores, productores, distribuidores, etc.) siempre cumplen con la normativa estipuladas ya que están obligados a cumplir las Leyes y no tienen capacidad de cambiar los marcos normativos.

La primera normativa citada es la inicial Ley del Sector. En ella se establecía el principio de suficiencia tarifaria, es decir, las tarifas debían igualar los costes. No existía de esta manera la figura del déficit. En un momento dado se incumple el principio de suficiencia tarifaria, porque la Administración no usa las herramientas que tenía, es decir, la adecuación de las tarifas. Aparece

Figura 7.

Círculo vicioso generado por la respuesta normativa dada al déficit de tarifa



Fuente: Elaboración propia



entonces el déficit y se soluciona, no con subidas de tarifa como en cualquier otro lugar, sino obligando a 5 empresas a financiarlo. A las que se retribuirá con subidas de tarifas que paguen clientes del futuro.

Se imponen nuevos ajustes a los agentes y la Administración plantea que los mismos serán “equilibrados”, y en compensación se impondrá a sí misma unas nuevas obligaciones para que en el futuro no se repita el problema. Pasado el tiempo, se volverán a incumplir dichas obligaciones (y para evitarlo se volverán a cambiar las normas), pero los agentes se habrán quedado con los recortes consolidados y serán amenazados con nuevos recortes... Estableciendo de esta manera un ciclo cerrado o “circulo vicioso” en torno al déficit de tarifa.

A modo de ejemplo, en el año 2006 los combustibles en el mercado internacional aumentaron su precio, y esto provocó la subida del precio del mercado mayorista. Las tarifas oficiales por su parte seguían teniendo la componente de energía para los millones de consumidores que se mantenían en ellas y el principio de suficiencia tarifaria obligaba a la Administración a subirlas. La Administración decidió entonces intervenir el mercado y recortar ingresos a algunos agentes. Como el precio del mercado no era el precio conveniente ya que se obligaba a subir tarifas, la Administración promulgó el RD-Ley 3/2006, el cual en uno de sus dos únicos artículos establecía que el precio del mercado que se utilizaría en las tarifas se sustituiría por un valor fijo: 42,35 €/MWh. Por ejemplo, en el Reino Unido en ese momento el precio era de 80 €/MWh por estar Europa sumida en una crisis de petróleo. De esta manera, ningún consumidor quemaba petróleo en España, ya que en España se retribuía a 42,35 €, mientras que en el resto de países se pagaba su valor real, alrededor de 80 €. El segundo de los dos artículos que contenía dicho RD-Ley recortaba a los generadores ingresos equivalentes al valor de los derechos de emisión gratuitos que habían sido entregados unas pocas semanas antes, en cumplimiento de la implantación del mercado de derechos de emisión europeo. La componente paradójica de dicho segundo artículo no era ir en contra de las señales que pretendía dar la normativa de lucha contra el cambio climático (que el precio reflejase las externalidades medioambientales no reflejadas hasta la fecha), sino que obligaba a devolver ingresos a centrales (hidráulicas y nucleares) que no sólo no emiten CO<sub>2</sub> (se les penalizaba más que a las contaminantes) sino que no habían recibido derechos gratuitos.

Un fallo de diagnóstico, por su parte, no sólo no resuelve los problemas sino que la mala elección de herramientas genera nuevos problemas. El correcto diagnóstico hubiera sido admitir la crisis de combustibles transmitir dicha situación a los consumidores, además de que las medidas contra el cambio climático, que hacían internalizar en el precio del mercado el coste de emitir CO<sub>2</sub>, provocaba una elevación de los precios de consumidores y a los agentes con generación limpia. Sin embargo se optó por emplear diagnósticos

erróneos y herramientas erróneas (intervenir el precio del mercado y detraer el valor de los derechos de CO<sub>2</sub>), por lo que no se solucionó el problema del déficit (años después se ha sobrepasado la barrera de los 30.000 M€) y si no que casi se generan problemas de suministro por las señales que se daba a los agentes a funcionar a pérdidas.

Después de ese año 2006 y dado que la Administración seguía sin utilizar las herramientas a su disposición, se siguió generando déficit. Para contenerlo se crearon nuevas medidas con recortes, como el Real Decreto-Ley 6/2009, en el que la Administración volvió a imponerse obligaciones a futuro, estableciendo que las tarifas con déficit deben desaparecer en 2013, creando unos límites máximos a dicho déficit cada uno de los años y estableciendo que se eliminarían los sobrecostes extrapeninsulares de las tarifas pasándolos a Presupuestos Generales del Estado. A modo de compensación se exigían nuevos esfuerzos a los agentes: hacerse cargo del coste de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear que antes estaba en la tarifa y realizar aportaciones para crear un nuevo bono social. Como resultado, tras unos meses en los que se debía haber subido las tarifas y no se hizo, no se aportaron en los Presupuestos Generales del Estado los sobrecostes extrapeninsulares, y el déficit se incrementó, superando las expectativas. Para evitar incumplir el nivel de déficit, se modifica la Ley para aumentar el nivel de déficit impuesto en 2010.

Lo mismo con los límites de años posteriores y como siempre, nuevos recortes (hacerse cargo de los costes de los Planes de Ahorro y Eficiencia Energética que antes residían en la tarifa). En 2012 nuevos recortes generalizados y nuevas aportaciones exigidas a los agentes a través de nuevos impuestos supuestamente medioambientales pero cuyo objeto era esencialmente recaudatorio.

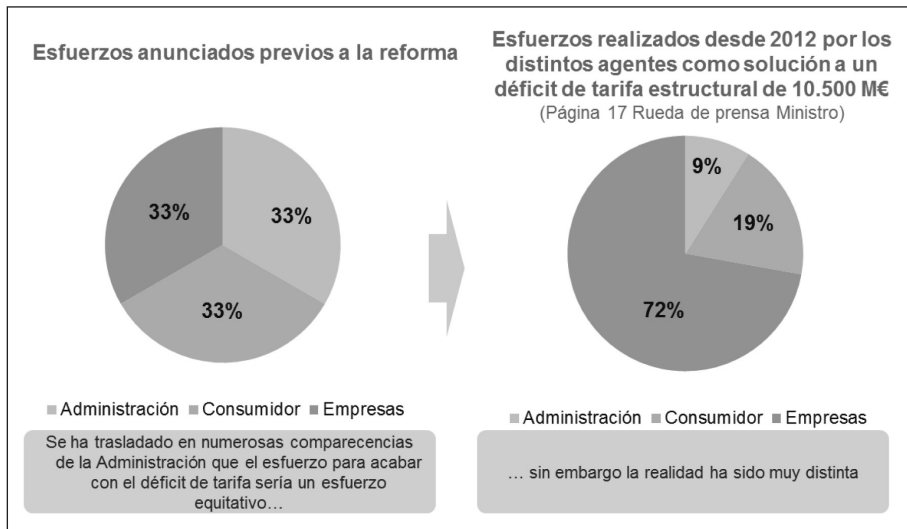
Para aclarar el carácter continuado de esta situación se va a explicar lo ocurrido durante el año 2012. Durante el año pasado (año 2012), se especulaba con que a los agentes y consumidores se les pediría un esfuerzo adicional para conseguir superar el problema del déficit. El reparto de este esfuerzo sería equitativo. Por n lado la Administración asumiría el 33%, los consumidores otro 33% y el tercio restante sería asimilado por las empresas. El objetivo de máximo déficit para el año 2012 que se había impuesto la Administración en la Ley 15/2012 que concretaba la entonces “reforma” era de 1.500 millones, y el déficit supuestamente iba a ser 0 a partir de 2013 y, además, habría un reparto equilibrado de los esfuerzos.

Unos meses después de aprobarse la “reforma” en el año 2012, todos los datos esperados se desmoronaron, el déficit esperado en 2012 de 1.500 millones se transformaron en 5.600 millones, el déficit 0 de 2013 se aproxima a los 4.500 millones (datos obtenidos de la última liquidación de la CNE, en el momento en que se pronunció la conferencia) y el reparto de esfuerzo (en teoría equitativo entre Administración, usuarios y empresas) ha sido todo menos

equilibrado. Los datos del gráfico que se muestra a continuación en la Figura 8 se han obtenido de la presentación realizada por el actual Ministro durante el anuncio de la nueva “reforma” de 2013. El propio Ministro reconoce que la Administración pasa en su esfuerzo de un 33% a un 9% (que en realidad es inferior, ya que con la Ley de 2012 han aumentado los impuestos y con ello la recaudación e incluso el IVA adicional que genera la existencia de dichos impuestos). El esfuerzo de los consumidores ha sido del 19% y el de los agentes ha sido muy superior al inicial 33%.

Figura 8.

Esfuerzos enunciados para solucionar el déficit de tarifa vs esfuerzos realizados desde 2012 por los agentes implicados



Fuente: Elaboración propia

Las empresas han podido compensar este esfuerzo, bien ralentizando las inversiones, bien con fuertes reducciones de costes internos, llegando a Expedientes de Regulación de Empleo. Sólo en las medidas adoptadas entre 2012 y 2013, el esfuerzo exigido ha sido cercano a los 10.000 millones de euros.

El diagnóstico planteado dictamina que hasta que no se eliminen de la tarifa (pasándolos por ejemplo a Presupuestos Generales del Estado) elementos que no corresponden con el estricto suministro eléctrico (redes de transporte y generación), que además penalizan la competitividad del sector eléctrico (a sus consumidores y agentes), el problema no se solucionará. Hasta que la Administración no cese en utilizar la tarifa con criterios no ortodoxos, seguirá existiendo el problema, aunque en este año 2013 gracias a los recortes de la

“reforma”, no se espere déficit. Aunque se haya previsto, gracias a los recortes, déficit cero, si dentro de tres meses hay unas elecciones y se utilizan las tarifas con carácter populista, y no se emplean las múltiples herramientas que tiene la Administración para cumplir sus obligaciones, el problema volverá a estar latente.

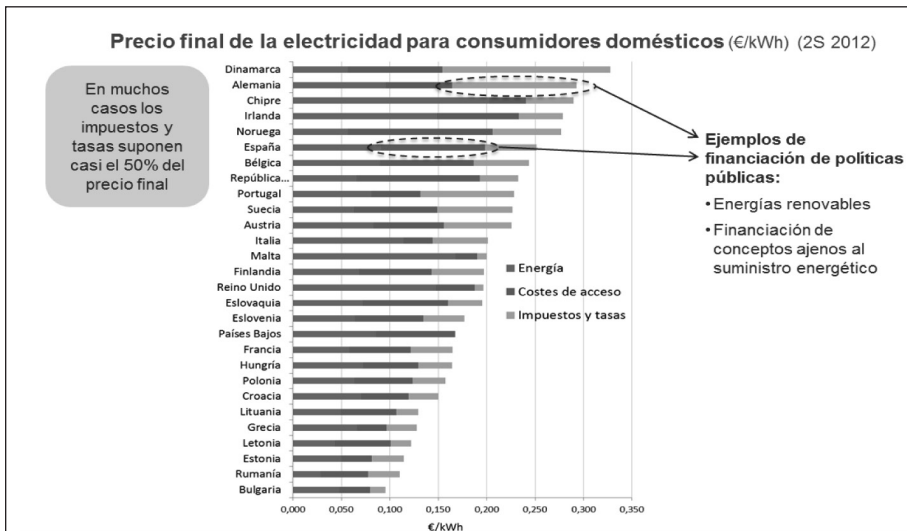
#### 4. DIAGNÓSTICO PARA UNA SOLUCIÓN AL DÉFICIT DE TARIFA

Como se ha comentado a lo largo de la exposición, el problema del déficit surge de aplicar herramientas equivocadas motivadas por un diagnóstico equivocado. Realizando un diagnóstico lo más objetivo posible:

- a) España tiene una de las tarifas más caras, siendo un país poco competitivo en materia eléctrica, y soportando los consumidores importantes cargas en comparación con el marco europeo.
- b) Dicha falta de competitividad proviene del hecho de que la mitad de los costes de tarifa no deberían aplicarse en las tarifas de acceso. Por ejemplo:
  - Los correspondientes a vertebración territorial (el sobrecoste de las islas) y el propio carbón nacional.
  - Políticas medioambientales que ha asumido el sector eléctrico en nombre de todo el sector energético para cumplir objetivos como país. El coste de dichas políticas nacionales lo están soportando únicamente los consumidores eléctricos, siendo responsables otro tipo de instalaciones energéticas.
  - Las anualidades del déficit obedecen a temas sociales: es contención de un coste que no se quiere transmitir a la sociedad y por lo tanto deberían estar en Presupuestos Generales del Estado.
- c) Si solo se contemplaran los costes de transporte, distribución y el coste de la energía, España tendría uno de los costes de la energía más competitivos de Europa.
- d) Las señales regulatorias que emanan del sistema fiscal de la energía son contrarias a la realidad Española. En la Figura 10 se presenta el instante actual de las señales regulatorias que está emitiendo el sector energético español. Se observa que el coste de la electricidad se encuentra por encima de la media europea, mientras que en gas se sitúa muy por debajo de la media, lo mismo que ocurre con la gasolina y el gasóleo. Esto imagen podría representar la situación de un país como Catar, y España es un país que dista mucho de ser petrolero. Con esta situación en la que la gasolina es mucho más barata y accesible que la electricidad, resulta infactible promocionar el coche eléctrico frente al tradicional

de combustible, o fomentar el transporte ferroviario de mercancías en lugar de transporte por carretera. Estas señales no son, desde luego, compatibles ni adecuadas con la situación actual española.

Figura 9.  
Precio final de la electricidad para consumidores domésticos (€/kWh)<sup>4</sup>

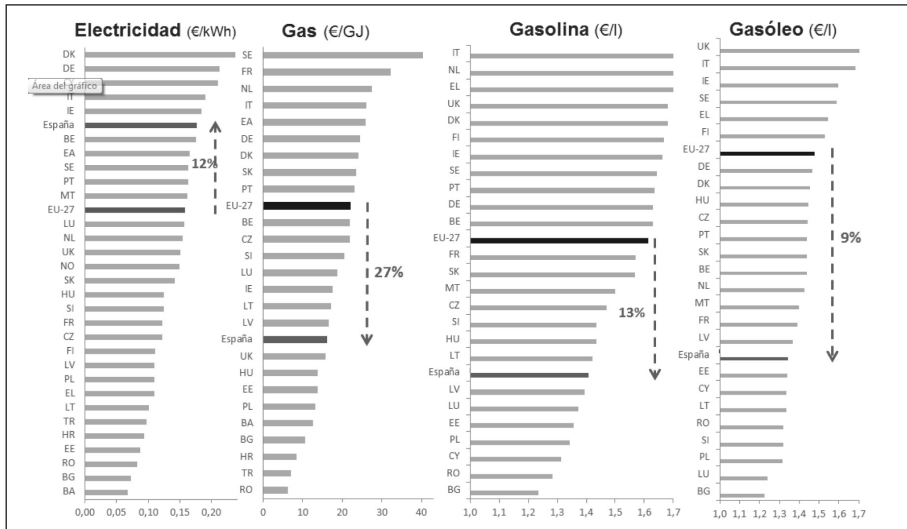


Fuente: Eurostat

e) Con dichas señales resulta imposible “descarbonizar” la economía. Han existido decisiones de las cuales no se ha analizado su efecto: España ha de tener el 20% de renovables en el sector energético, pero se ha decidido que el cumplimiento de ese 20% se haga a costa de que el 40% de penetración de la generación renovable ocurra en el sector eléctrico. Siendo como es una política nacional medioambiental, la realidad es que con esa decisión se está penalizando el consumo eléctrico, porque todo el coste de cumplir el objetivo que España tiene como país recae sobre los consumidores eléctricos. Las renovables en el sector eléctrico son una solución eficiente en costes para cumplir con las obligaciones de España como país, pero si no se comparten dichos costes con el resto de las energías obligadas a luchar contra el cambio climático, se provoca una distorsión de precios entre fuentes energéticas, al establecerse una subvención desde el consumidor eléctrico hacia el consumidor de hidrocarburos.

<sup>4</sup> Precios relativos al segundo semestre de 2012

Figura 10.  
Comparativa de precios de electricidad, gas, gasolina y gasóleo en Europa<sup>5</sup>

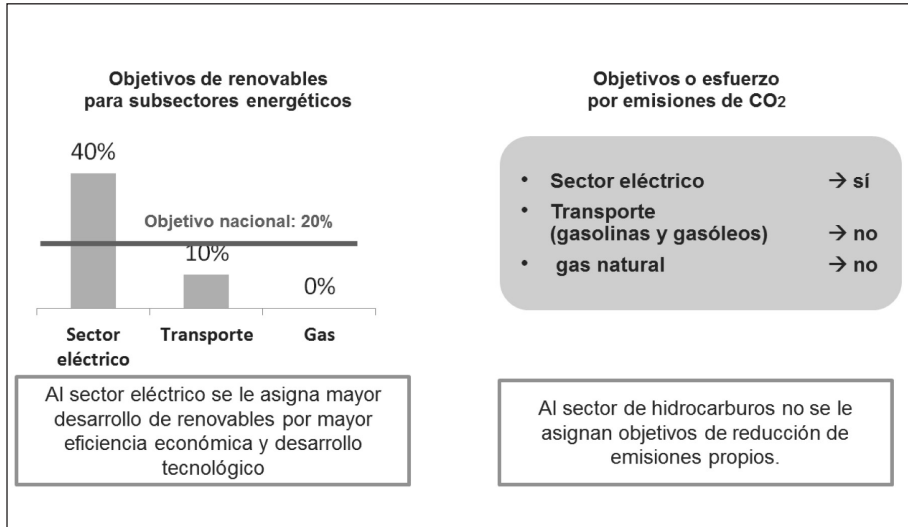


Fuentes: Eurostat (precios electricidad y gas natural) y Comisión Europea (precios gasolina y gasóleo)

- f) Todo lo anterior, como se muestra en la Figura 11, es la señal medioambiental incorrecta dada al consumidor. Es decir, se está introduciendo energía renovable, pero asignada al sector eléctrico, no con el objetivo de reducir las emisiones generadas por la combustión de hidrocarburos, gas natural, gasóleo para transporte...
- Desde el punto de vista de las señales a la inversión en tecnologías de generación, la Ley 15/2012, con sus numerosos impuestos, vuelve a penalizar la competitividad de la electricidad respecto la de los hidrocarburos, a la vez que penaliza (con mayores impuestos) a las tecnologías menos emisoras de CO<sub>2</sub>. Dicha Ley obvia el impacto medioambiental que debería guiar un impuesto medioambiental correcto, ya que su objetivo es meramente recaudatorio.
- g) Otro elemento relevante es el de la incertidumbre regulatoria y su relación con la seguridad de suministro. España se encuentra en un mercado globalizado en capitales y por ello la prima de riesgo va a marcar hacia dónde se dirigen las inversiones. Por ello, si un país presenta un sector energético con una reforma como la actual, resulta complicado

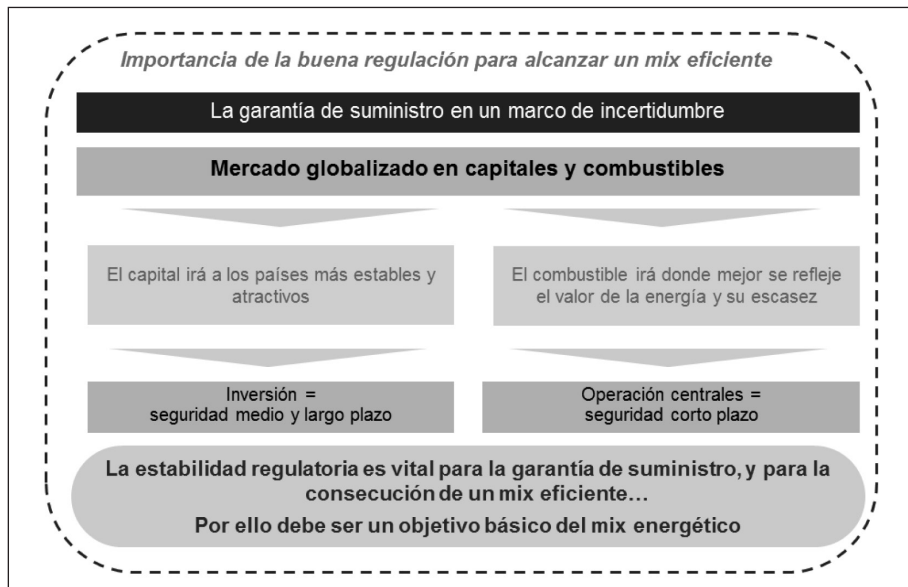
<sup>5</sup> Excluyendo IVA. Datos a cierre del 2S de 2011 para electricidad y gas natural, y a 21/05/2012 para gasolina y gasóleo. Electricidad: 2.500 kWh < consumo < 5.000 kWh. Gas natural: consumo < 20 GJ.

Figura 11.  
Objetivos nacionales y grado de consecución de los diferentes sectores obligados



Fuente: Elaboración propia

Figura 12.  
Consecuencias de una buena regulación



Fuente: Elaboración propia

captar los capitales, y con ello, en el corto plazo, puede acarrear problemas de suministro o de encarecimiento de cualquier inversión que se haga.

## 5. PROPUESTAS

Existen propuestas de mejora en las tres vertientes, los problemas de competitividad, de inseguridad de suministro y de largo plazo para la descarbonización de la economía.

### 5.1. Solucionar las causas de la pérdida de competitividad de las tarifas

Una verdadera reforma eléctrica debería tener como objetivo dar transparencia a los costes, ofrecer predictibilidad y asegurar su estabilidad.

**a) Plantear una verdadera Reforma fiscal medioambiental:** gravar las fuentes energéticas más contaminantes para financiar el desarrollo de las energías renovables en función del resultado de estudios de impacto ambiental, que no es precisamente lo que se ha hecho aquí. Poniendo como ejemplo la “reforma” del año anterior (año 2012), la señal medioambiental más potente se hizo a la tecnología menos emisora entre todas, la energía hidráulica. Evidentemente, la reforma de 2012 no era una reforma fiscal medioambiental.

#### **b) Traslado de costes de tarifa a Presupuestos Públicos**

Resulta esencial eliminar de la tarifa todos aquellos costes no relacionados con el suministro. De manera que, si no corresponde estrictamente al suministro eléctrico, su fuente de financiación deberá ser diferente a las tarifas de acceso. Con costes el autor se refiere a:

- Los correspondientes a vertebración territorial (el sobrecoste de las islas) y el propio carbón nacional.
- Políticas medioambientales que ha asumido el sector eléctrico pero en nombre de todo el sector energético (primas al Régimen Especial).
- Las anualidades del déficit obedecen a temas sociales.
- Los planes de ahorro y eficiencia energética.
- El bono social, que es una política social.

Por otro lado, algo muy comentado en los últimos meses, y que resulta erróneo, es asimilar el pago de costes por parte de consumidores eléctricos a través de las tarifas, y el pago por parte de los ciudadanos



a través de impuestos. Esta afirmación resulta errónea ya que se olvida tener en cuenta que existe un tejido industrial al que las normas de imputación de cargas, que se podrían aplicar en Presupuestos Generales del Estado, son muy diferentes a las que se podrían hacer para el sector eléctrico.

- c) Apoyo a sectores con riesgo de fuga de carbono.** En caso de que, puestas en funcionamiento estas herramientas, surjan problemas de competitividad para consumidores energéticos que compiten en mercados globalizados (contra empresas en países en los que, por ejemplo, no existe una imposición sobre el CO<sub>2</sub>), se deberán desplegar normativas de compensación adecuadas hacia dichos consumidores.
- d) Principios de Buena Regulación:** Es básico respetar los principios de buena regulación (eficiencia, no retroactividad, predictibilidad, transparencia, etc) a ser posible con pactos de Estado, de cara a que los agentes descarten la arbitrariedad y discrecionalidad de los marcos legales.

## 5.2. Asegurar el suministro energético

- a) Potenciar los Mercados.** Para ello es preciso:
  1. Desarrollar normas comunes que permitan aprovechar las ventajas del mercado único europeo;
  2. Aumentar las interconexiones, ya que resulta inaudito que España continúe siendo un país con menos del 5% del nivel de interconexiones, y que, debido a esto, durante varias horas del año, se estén vertiendo los excedentes de renovables a precio cero por no poder colocarse en el exterior debido a la falta de competitividad. Esto hace que España sea un país poco atractivo desde el punto de vista de la competitividad.
  3. Adaptar el mercado a la alta penetración de renovables.
  4. Crear mecanismos para remunerar de forma suficiente a la generación flexible.
  5. Mercado de emisiones: Apostar por el mercado de CO<sub>2</sub>, y que este mismo ofrezca una señal fuerte a nivel europeo.
- b) En distribución, se deben corregir los incentivos existentes** (sobre todo los propuestos en las “reformas” de 2012 y 2013); hacer inversiones eficientes que aprovechen el efecto tractor sobre la economía y el empleo de las mismas y, sobre todo, smart grids que permitan ofrecer un suministro eléctrico más competitivo que el ofrecido en otros países a sus consumidores.
- c) Energías renovables:** Se debe apostar por las tecnologías más eficientes, que menos penalicen el coste, y seguir impulsando el I+D

en aquellas que todavía presenten costes elevados y, por lo tanto, no puedan entrar aún en régimen comercial.

### **5.3. Avanzar en la descarbonización de la economía europea a través de:**

- a) El establecimiento de un único objetivo de reducción de emisiones más allá de 2020, evitando su interacción con el desarrollo de energías renovables y de eficiencia energética.
- b) El desarrollo de medidas estructurales para fomentar la señal de precio de CO<sub>2</sub>:
  - Ampliación del ámbito de ETS a otros sectores.
  - Modificación de la senda de reducción de emisiones para adaptarla al nuevo objetivo.
  - Uso de los ingresos de las subastas de CO<sub>2</sub> para financiar políticas energéticas y de cambio climático.
- c) La aprobación de una verdadera Reforma Fiscal Medioambiental que grave a las fuentes energéticas (no sólo las eléctricas) en función de su impacto ambiental .

## **6. CONCLUSIONES**

Una famosa frase de Séneca sentencia: *“Quien no sabe dónde va a llegar, llegará a otra parte”*. Esto es de aplicación a las “reformas” que se plantean sin hacer el diagnóstico correcto. Y el diagnóstico correcto, es que el responsable del déficit no es ni el poder del mercado, ni las empresas que son malas, ni las excusas que se han utilizado en el pasado, sino que es la propia Administración, las distintas Administraciones, que no han hecho una política tarifaria ni de planificación adecuada a las circunstancias.

La medida principal debe ser limpiar la tarifa y no volver a incluir en ella costes ajenos al suministro o volver a no igualar ingresos con costes. La realidad es, que en caso de no adoptar medidas adecuadas, se puede entrar en el mismo círculo vicioso descrito en la Figura 7, situar el déficit en valor cero con nuevos recortes, pero regenerarlo mediante un uso político de las tarifas.

En cualquier caso, se espera que algunos de los graves errores que presenta esta “reforma”, se puedan corregir en el trámite de audiencia. Porque si no, dada la situación actual y la señales emitidas, España no será un país atractivo para futuros inversores.

## CAPÍTULO 4

# SISTEMA ELÉCTRICO Y COMPETITIVIDAD DE LOS GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES

Fernando Soto Martos  
*Director General AEGE*

### 1. AEGE

AEGE está constituida por 32 grupos empresariales que pertenecen a los sectores de la siderurgia (9), metales no férreos (5), metales no férreos (5), cemento (9) gases industriales (9) y química y otros (4). Empresas que en su conjunto consumen del orden de 30 TWh, lo que viene a representar un 12% de la demanda peninsular española, es decir, grandes consumidoras industriales.

### 2. LOS GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES

Los asociados poseen más de 100 plantas ininterrumpibles, así como un total de más de 400 instalaciones en territorio nacional. Para da una idea del consumo de estas plantas, denominadas electrointensivas, cada euro que se incrementa en el precio de la energía eléctrica se traduce en un incremento de 30 millones en la factura eléctrica de la empresa.

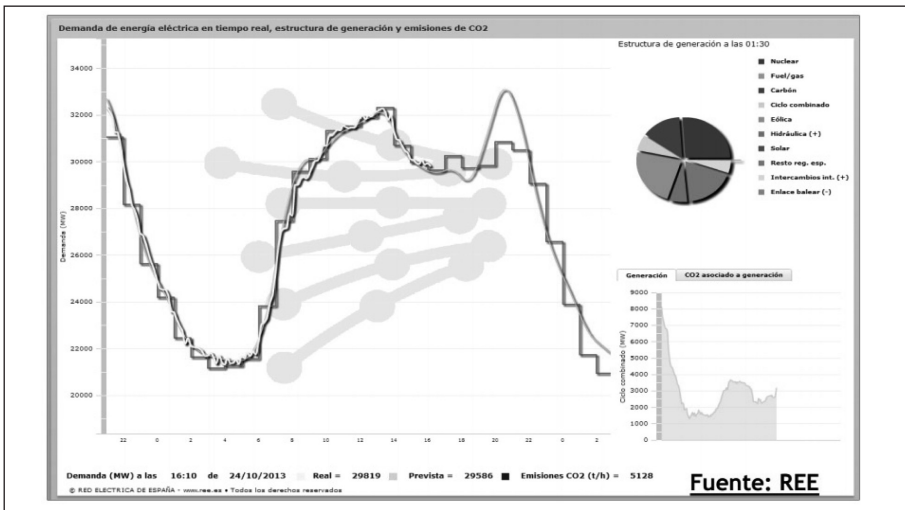
Por ello, su forma de operar consiste en repartir la mayor parte del consumo en las horas valle (En torno al 61% del total anual) y minimizar el consumo durante las horas punta. Por su forma de consumir se pueden clasificar en:

- Consumidor plano: Aquel cuyo consumo permanece prácticamente inalterable las 24 horas del día durante todos los días del año.

- Consumidor modular: Aquel que minimiza el consumo en las horas punta, y lo aumenta en las horas valle para intentar reducir así la factura eléctrica.

Los grandes consumidores, que suelen ser consumidores modulares, contribuyen a suavizar la curva de demanda (por aumentar el consumo en horas valle y reducirlo en horas punta). El ratio de consumo punta-valle de estas industrias es 0,67, que contrasta con el ratio 2 del sistema en su conjunto. Además, por su intensivo consumo en las horas valle, y el efecto de suavizar la curva de demanda, facilitan la integración de las energías renovables, ya que en condiciones de valles profundos, integrar energías renovables no gestionables resulta complicado, dando lugar a vertidos no deseados.

Figura 1.  
Demanda de energía en tiempo real



Fuente: REE

Se hace entonces imprescindible la presencia de grandes consumidores para una correcta integración de energías renovables, ya que, en caso de mantenerse la curva de demanda con una diferencia pico-valle muy pronunciada, integrar renovables en el mix energético actual, muy establecido y adaptado a la demanda, sería una tarea realmente ardua.

### 3. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD Y COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL

La mayoría de las industrias asociadas a AEGE no suelen ser empresas nacionales, si no que tienen presencia en distintos países, componiendo una red

de compañías multinacionales. Esto se traduce en una dura competitividad industrial entre las distintas empresas, e incluso entre ellas mismas. Es decir, al estar presentes en varios países y vender sus productos en un mercado globalizado, no solo deben competir con el resto de empresas, si no con las delegaciones extranjeras de su misma compañía, ya que si no resultan eficientes no tendrán viabilidad en el futuro.

La energía eléctrica supone para estas empresas aproximadamente del 10% al 40% del coste total de producción (dependiendo del tipo de industria), llegando incluso a superar el 50% en ciertos casos. Es por ello que la subsistencia de estas plantas puede quedar, e incluso queda, condicionada a que sean eficientes tanto en gestión como en cualquier factor del coste de producción, especialmente el coste eléctrico.

Los factores que influyen en la competitividad entre las industrias instaladas en España se pueden reducir a los siguientes:

- *El no desarrollo del mercado interior de la energía en Europa:* España, globalmente, se puede considerar como una gran isla o sistema aislado con una capacidad de interconexión de tan solo el 3%. Pese a que se pretende que este valor se duplique en el próximo año al 6%, queda muy distante del factor de interconexión del 10% recomendado por Europa. Es decir, el mercado interior de España se ve externamente como un sistema aislado con cierta dificultad para desarrollarse dentro del mercado europeo.
- *La escasez de contratos bilaterales a precios competitivos:* Las empresas por norma general son favorables a los contratos bilaterales, y debido al alto consumo de energía, en torno a 1 TWh, con estos contratos bilaterales favorecerían enormemente a los productores eléctricos. Como esto no ocurre de dicha manera, la empresa ha de ser lo más competitiva posible para conseguir la energía de la manera más rentable posible.
- *El sobre coste* derivado de la apuesta por energías renovables, tanto por efecto de las tarifas de acceso como por efecto del precio final de la electricidad.
- *Los impuestos:* Que por la nueva ley de medidas fiscales aprobada a finales del año anterior (2012), se fija el impuesto de producción de electricidad en un 7%. Este valor tan elevado, inasumible por parte de los productores eléctricos, hará que se aumente el precio de factura eléctrica. Este aumento llevará a las empresas a competir por obtener una gestión más eficiente para lograr reducir el coste asociado a la electricidad. Por otro lado, el impuesto eléctrico español, muy por encima del impuesto fijado por Europa en 0.5 €/MWh, es otra razón por la cual la competitividad se ve incrementada.

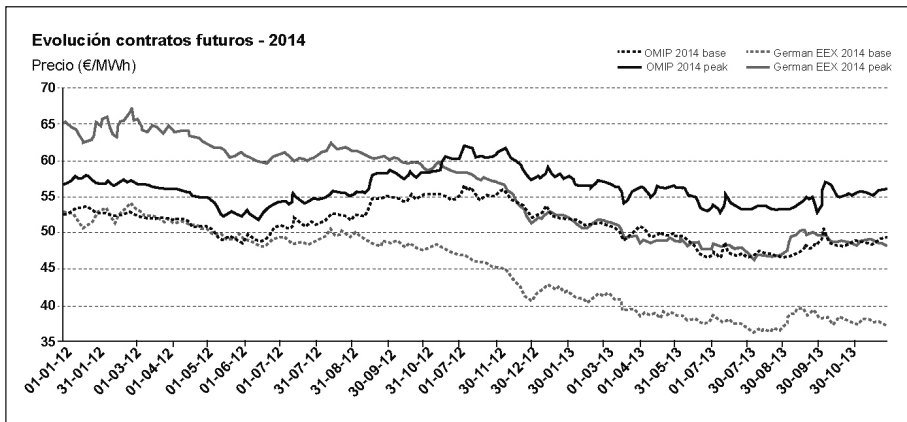
La otra cara de la moneda es la ley aprobada recientemente por la cual una gran parte de los sectores electrointensivos disfrutará de una exención parcial del 15% sobre el impuesto eléctrico. Esta medida aliviará relativamente las tensiones competitivas entre las industrias electrointensivas.

#### 4. MERCADO ELÉCTRICO. FUTUROS DE ELECTRICIDAD. COSTES REGULADOS

En esta sección se pretende realizar una breve introducción al mercado y mercados eléctricos Europeos.

Como se observa en la Figura 2, desde que en el pasado año 2012 la prensa comenzó a comunicar noticias sobre la nueva reforma energética (consistente en una serie de paquetes de medidas fiscales), el mercado eléctrico español y alemán, que hasta ahora evolucionaban de forma pareja, comienzan a diseminarse con un diferencial importante, es decir, se desvían el uno del otro y comienzan a crecer de manera diferente, creciendo el precio del mercado futuro español notablemente. Esta diferencia llega a ser incluso de 14 €/MWh en las últimas semanas de julio de 2013, fecha en la que se celebra la conferencia que motiva la presente exposición.

Figura 2.  
Evolución de mercado y contratos futuros

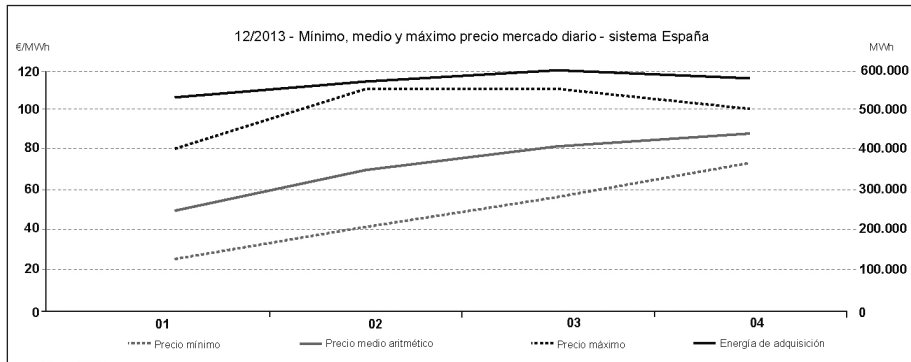


Fuente: Elaboración propia

Debido al anuncio de esta nueva reforma y a todas las medidas que se están llevando a cabo en España para reducir el déficit (Reales Decretos, leyes...), el mercado eléctrico diario español está alcanzando máximos. De hecho el precio de la electricidad en España es de los más altos en Europa.

Este incremento de precios es debido a muy diversas causas. Por ejemplo una de ellas son los peajes de acceso, los cuales han sufrido un incremento en torno al 100% pasando de 50 €/MWh a 87,63 €/MWh a día de hoy. Esta subida lleva asociada el inevitable aumento de la factura eléctrica.

Figura 3.  
Precios medio, mínimo y máximo en el mercado diario



Fuente: OMIE

## 5. AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

En los últimos años se está buscando la máxima eficiencia eléctrica en las empresas, y por tanto el máximo ahorro posible. Esto se consigue con constantes inversiones en innovación y mediante la monitorización y optimización de las cadenas de procesos para poder minimizar posteriormente los consumos.

Para conseguir este régimen de ahorro y eficiencia, muchas industrias están implantando los sistemas de gestión energéticos en base a la norma ISO 50001, basados en la constante monitorización y estudio de los procesos para así descubrir nichos de mejora de la eficiencia.

Además, a lo largo del último año, se ha desarrollado junto con AENOR una especificación técnica (EA 0046:2013) con el objetivo de mejorar la prestación del servicio de ininterrumpibilidad.

## 6. CONTRIBUCIÓN DE LA INDUSTRIA A LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO (SGDI)

El servicio de gestión de la demanda de ininterrumpibilidad (SGDI) es la herramienta con la que la industria electrointensiva contribuye a la correcta operación del sistema, y con ello a garantizar la seguridad del suministro.

Se consigue reduciendo las puntas de consumo, de manera que se mejora la eficiencia y se retrasan las necesidades de instalar nuevos centros de transporte, de generación y redes. Además, con la modulación de consumos explicada anteriormente (Aumentando el consumo en horas valle y reduciéndolo en horas punta) se consigue suavizar la curva de demanda eléctrica, asegurando el servicio de ininterrumpibilidad.

La retribución vinculada a esta herramienta constituye actualmente el único mecanismo para que la gran industria española ayuda a asegurar el suministro y además consigue un precio final de la electricidad similar al de sus competidores internacionales, los cuales lo obtienen por el simple hecho de ser grandes consumidores, sin necesidad de prestar servicio alguno al sistema.

### 7. RETOS DERIVADOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA

La política energética Europea ha fijado tres pilares, basados en seguridad de suministro, desarrollo sostenible y aumento de la competitividad de las empresas.

Para que esta política funcione no pueden existir desarrollos desequilibrados entre los distintos pilares. Es decir, por ejemplo, como está ocurriendo en los últimos años con el objetivo renovable europeo 20-20-20, no puede apostarse únicamente por el desarrollo sostenible si esto implica o afecta a la seguridad del suministro, o incrementa la competitividad de las empresas.

Se puede apostar, y de hecho se debe apostar por un incremento del desarrollo sostenible y el aumento de la capacitación de las energías renovables, pero siempre y cuando se realice de tal manera que no se vea afectado el suministro por una mala implantación, ni se incremente la competitividad entre las empresas.

Se espera que la nueva política energética tenga también en cuenta el sector industrial y de empleo, para no desequilibrar el último pilar de competitividad, y de esta manera poder crecer en el ámbito energético sin que el suministro se vea afectado, vinculando políticas energéticas y medioambientales con el fomento de la competitividad industrial.

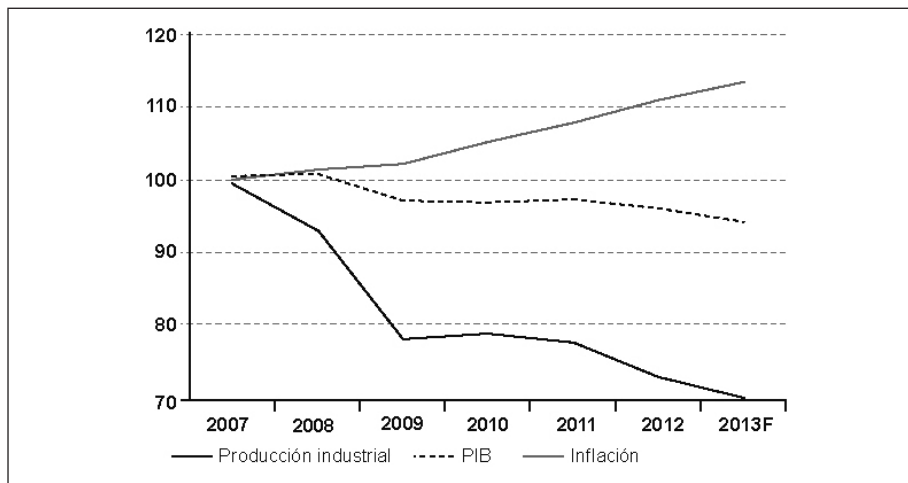
### 8. MACROECONOMÍA 2007-2013

A continuación se presentan ciertos valores y nociones sobre la evolución de la macroeconomía española entre los años 2007 y 2013.

Como puede observarse en la Figura 4, la inflación ha crecido, desde 2007, por encima del 12%. Por su parte, el PIB ha decrecido desde el año 2007 y en consonancia con el aumento de la inflación hasta 93-94 % respecto a 2007. Por último, la producción industrial ha caído drásticamente 30 puntos con respecto a 2007.



Figura 4.  
Evolución de la producción industrial, PIB e inflación durante el periodo 2007-2013



Fuente: Elaboración propia

Esta caída industrial, junto con el aumento de la inflación y al disminución del PIB conforma lo que se conoce como el “desmantelamiento” de España.

Estableciendo una comparativa con Europa, actualmente la participación de la industria en el PIB es del 13%, mientras que en Europa es ligeramente superior, en torno al 16%. Para el año 2020 se pretende que el objetivo sea del 20%, y debe ser una prioridad alcanzarlo ya que la industria proporciona no solo empleo, si no innovación, desarrollo, exportación... en definitiva riqueza.

## 9. LA REFORMA ELÉCTRICA Y SU IMPACTO

La reforma energética que está acometiendo actualmente el Gobierno, tiene como objetivo, según el propio gobierno, establecer un marco normativo que garantice la estabilidad financiera del sistema eléctrico con carácter definitivo, conseguir una reducción significativa de los costes del sistema a través de medidas regulatorias, y garantizar el suministro al menor coste posible para el consumidor, fomentando la competencia y la capacidad de elección de este.

¿Qué ha significado por ahora? En 2012 modificar la ley de impuestos y una subida de peajes, en 2013 otra subida de peajes, y además reducciones de las retribuciones de las instalación de generación de energías renovables, cogeneración y residuos, la reducción de las retribuciones de transporte y

distribución, la reducción de la retribución por pago por capacidad y la reducción de la retribución por ininterrumpibilidad.

¿Qué impacto está teniendo? Básicamente, en el corto plazo ha supuesto incrementos del precio final de electricidad, que a su vez acarrearán una serie de consecuencias:

- En el precio futuro supone un diferencial aún mayor de 14 €/MWh contra el mercado alemán, comentado anteriormente. Por tanto supone que España tenga uno de los precios más altos de Europa, y dificulta su inserción en un mercado estable.
- Con cada nueva noticia publicada, el mercado eléctrico refleja su respuesta alcanzando picos, de manera que los precios del mercado diario se han situado en la franja alta de la Unión Europea.
- Los peajes de acceso subieron un 6,5% en 2012, y en 2013 alrededor del 3% en término medio (aunque es cierto que en contadas ocasiones se ha dado el caso en el que la subida del peaje ha sido negativa, concretamente del -1%). En el futuro 2014 no se sabe cual será el paradero de los peajes de acceso, es decir, se somete a la incertidumbre al mercado eléctrico y al consumidor.
- El incremento del impuesto a la producción del 7%, que en un principio debe asumir la empresa generadora y distribuidora, tarde o temprano pasará al consumidor final mediante incrementos en la factura eléctrica.

Al mismo tiempo, la reforma ha hecho público, con fecha el 1 de noviembre 2013, la nueva orden de ininterrumpibilidad que asigna el servicio mediante subastas. Esta medida acarrea las siguientes consecuencias:

- No se incorpora una modulación del consumo y no se valora el desplazamiento del consumo a periodos valle, como sí hacía el método anterior.
- Esta nueva orden genera una inquietud entre los actuales proveedores, alguno de los cuales se verá excluido del servicio. Además se genera cierta incertidumbre al no estar definidos los nuevos parámetros para estimar el impacto económico.
- Otro punto, de sobra conocido, es el propuesto descuento de 200 millones de euros sobre la retribución actual. AEGE considera que es preciso incluir mejoras en la nueva orden para fortalecer el servicio, por el gran impacto que supondrá en la industria electrointensiva.

La nueva reforma deja a las industrias electrointensivas españolas lejos de sus competidores europeos, en cuanto a un conjunto de términos relacionados con el precio final de la electricidad, tales como peajes de acceso, costes regulados, contratación bilateral energía... En Europa no es necesario pres-

tar servicio de ininterrumpibilidad para conseguir un precio de electricidad competitivo. Lo que se está pretendiendo, o parece que se pretende con esta nueva reforma es que, en España, se aspira a que las empresas mantengan su producción (acero, química o cloro...) y, además, sin presentar ningunas necesidades eléctricas, con independencia de que algunas puedan participar en la contribución a la seguridad del suministro.

## 10. CONCLUSIONES

Para finalizar, el Ministerio de Industria Energía y Turismo ha destacado la desventaja de la industria española por el alto precio de la energía y además ha asumido el objetivo europeo del 20% de participación de la industria en el PIB

La reciente regulación sobre el impuesto eléctrico constituye un acierto para AEGE y se espera que la política energética del Gobierno fomente la productividad y competitividad de la gran industria española.

Sin embargo, en el corto plazo, el impacto de dicha reforma ha supuesto y supone una pérdida de competitividad ya que el coste final de la factura eléctrica se incrementa por los precios de los mercados, futuros peajes, el recorte de ininterrumpibilidad, etc. La reforma debe ser un medio para que la industria sea competitiva y se fortalezca y crezca en los próximos años y para ello es necesario que surjan pautas que conduzcan a un precio final de la energía eléctrica competitivo.



## CAPÍTULO 5

# LA REFORMA ELÉCTRICA Y LOS PRODUCTORES DE RÉGIMEN ESPECIAL

Jaume Margarit Roset  
*Director General APPA*

### 1. APPA

Constituida en 1987, APPA agrupa a 500 empresas con intereses en distintas tecnologías (biocarburantes, biomasa, eólica, geotérmica de alta y baja entalpía, marina, miniólica, minihidráulica y solar fotovoltaica). Con una presencia activa tanto en España como en Europa. La asociación defiende una visión integradora de todas las tecnologías renovables.

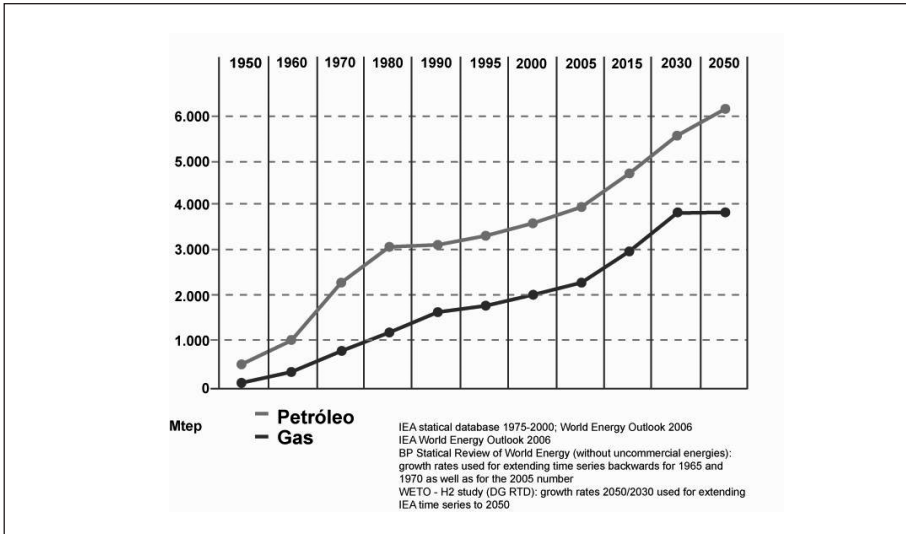
APPA está representada en la Comisión Nacional de la Energía CNE, en el CIEMAT, en el Comité de Agentes del Mercado de la Electricidad, en diversos comités de AENOR, ENAC... y en otras entidades públicas (como agencias autonómicas de energía o centros tecnológicos)

Entre sus funciones están las de brindar asesoramiento legal y técnico a los asociados; realizar estudios y organizar grupos técnicos de trabajo, y proporcionar información específica a los asociados. Respecto a este último punto, contamos para la comunicación interna con un boletín de prensa diario y con un boletín interno que recoge desde disposiciones legales a reuniones ministeriales o convocatorias de jornadas. Hacia el exterior publicamos la revista "APPA Info", con unos 3.000 destinatarios del sector, y mantenemos actividad en nuestra web y en las redes sociales.

### 2. EL FUTURO DE LA ENERGÍA EN EL MUNDO

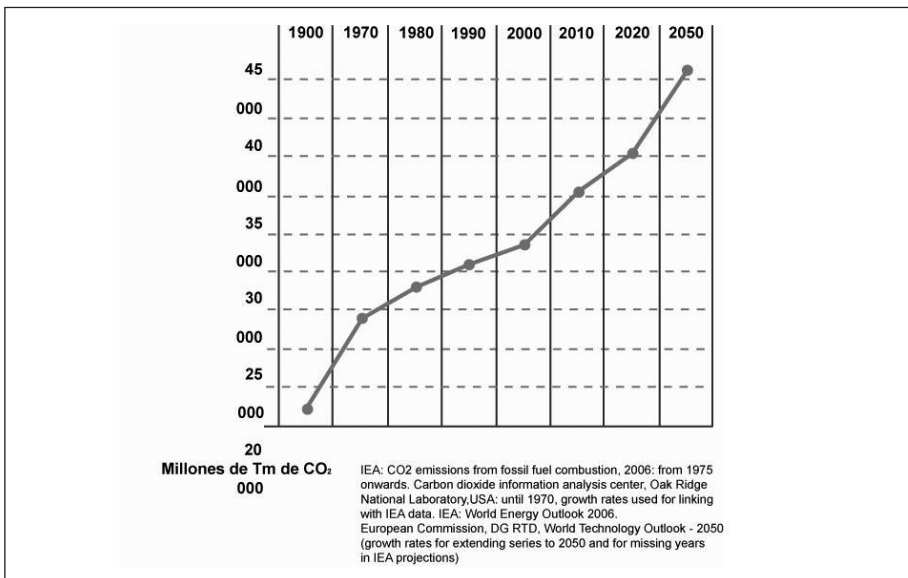
Aunque pueda parecer obvio, es esencial tener presente el crecimiento del consumo energético en el mundo, porque conlleva importantes implicaciones:

Figura 1.  
Demanda energética global en petróleo y gas



Fuente: World Energy Outlook 2006, BP Statistical review of World Energy, WETO-H2 study.

Figura 2.  
Emisiones globales de CO<sub>2</sub> debidas al consumo de energía



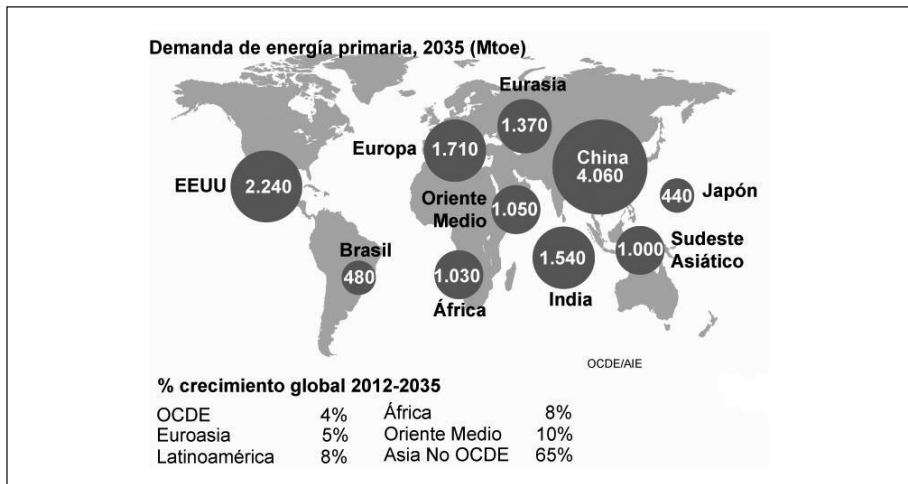
Fuente: European comissions, DG RTD, World Energy technologies Outlook.

mientras los recursos energéticos son limitados, la demanda energética mundial (Ilustrado en la Figura 1), y en especial la de los países emergentes, tiene una tendencia al alza, un hecho que va a resultar determinante en el futuro.

Lo mismo puede decirse de las emisiones de gases de efecto invernadero, ilustradas en la Figura 2. El cambio climático viene provocado mayoritariamente por ciclo energético; se trata de un problema que no puede obviarse, y que tiende a aumentar al no ser suficientes las medidas que se están adoptando a nivel internacional en la actualidad.

También es importante tomar en consideración el desplazamiento del consumo desde Estados Unidos y Europa hacia Asia, con sus consecuencias geopolíticas. Este es un hecho que ayudará también a vislumbrar como encarar el futuro. (Ver Figura 3).

Figura 3.  
Futuro esperado de la energía en Europa y el resto del mundo



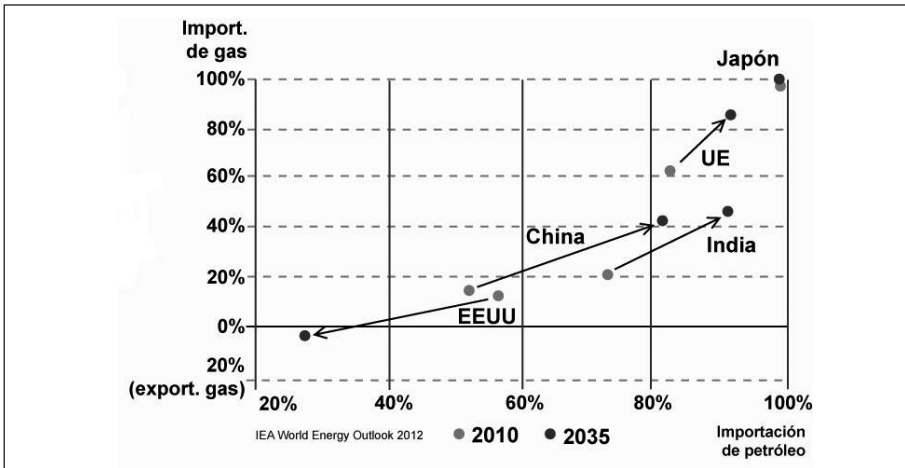
Fuente: OECD / IEA 2013

Finalmente, los acontecimientos se están desarrollando rápidamente en distintas tecnologías. Por ejemplo las renovables bajan sus costes a gran velocidad, a la vez que surgen dudas debido a sucesos de sobra conocidos como el de Fukushima con las plantas nucleares y aparecen grandes reservas de recursos no convencionales, con el caso excepcional de su explotación en los Estados Unidos.

¿Qué conllevan los procesos anteriores para Europa? Centrándose en la dependencia energética, que crecerá al alza importando los recursos de un número cada vez mayor de regiones con sus propios contextos geopolíticos. Observando la gráfica siguiente, ilustrada en la Figura 4, puede interpretarse

que, mientras Europa experimenta la tendencia alcanzando en torno al 80% de dependencia, (y Japón aparece como ejemplo exacerbado, siendo práctica y totalmente dependiente), Estados Unidos avanza hacia convertirse en exportador. Esto debe propiciar la reflexión sobre qué políticas adoptar en un futuro.

Figura 4.  
Dependencia de importaciones de gas y petróleo de diferentes países



Fuente: OECD / IEA 2013

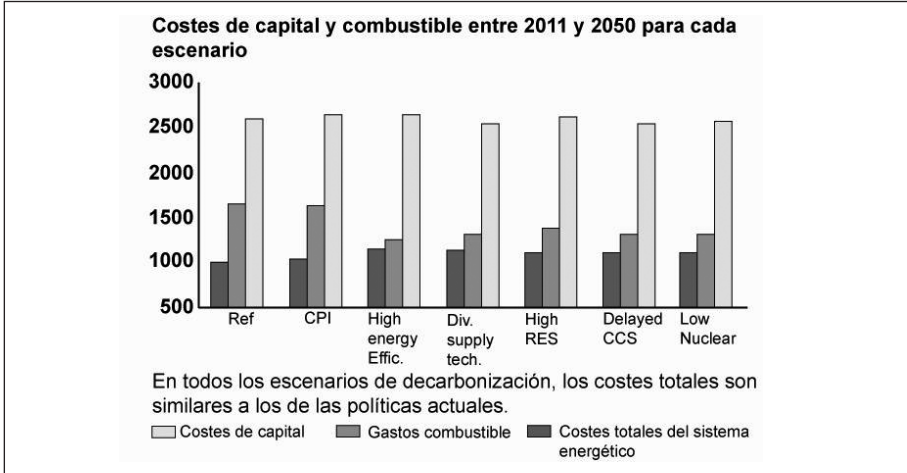
A su vez, se debe pensar en los costes de la energía. Países o zonas como Japón y la Unión Europea tienen costes energéticos más altos que los de Estados Unidos, reduciéndose la exportación de productos intensivos en energía mientras que en otras partes del mundo tienden a aumentar.

Este conjunto de hechos, aparentemente inconexos, ha llevado al desarrollo de reflexiones estratégicas a largo plazo, realizadas por distintas instituciones. En la Unión Europea cabe destacar el *“Roadmap 2050”*.

En la Figura 6 pueden verse representados los costes de capital y de energía desde 2011 a 2050 en una serie de escenarios que el estudio consideró. Los dos primeros representan los costes de referencia y de políticas poco comprometidas. Los cinco restantes ilustran escenarios de descarbonización, el primero se centra en la eficiencia, el segundo en la diversificación, el siguiente en las renovables, seguido de que el que considera un retraso en la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, y el último se refiere a una situación con poca contribución nuclear. Lo que se debe resaltar es que los costes de todos estos escenarios son muy parecidos; la diferencia es el reparto de esos costes entre la inversión y las compras de energía.



Figura 5.  
Diferentes escenarios de descarbonización. Comparativa de coste capital, coste de sistema y coste de compras de combustible

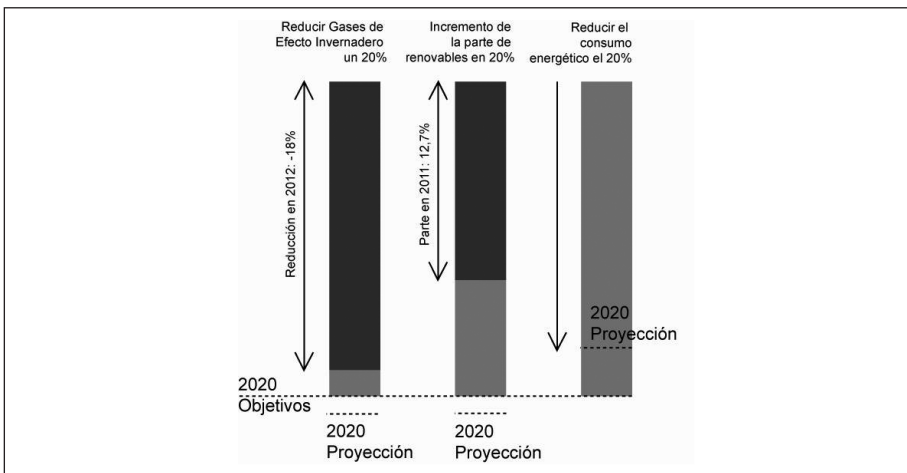


Fuente: Elaboración propia

A continuación se refiere en la Figura 6 el progreso de los tres objetivos del paquete de clima y energía de la Unión Europea para 2020.

El objetivo, que el conjunto de Europa no va a alcanzar, es el de eficiencia energética, como ya admite la propia Comisión Europea. Este es, sin embargo,

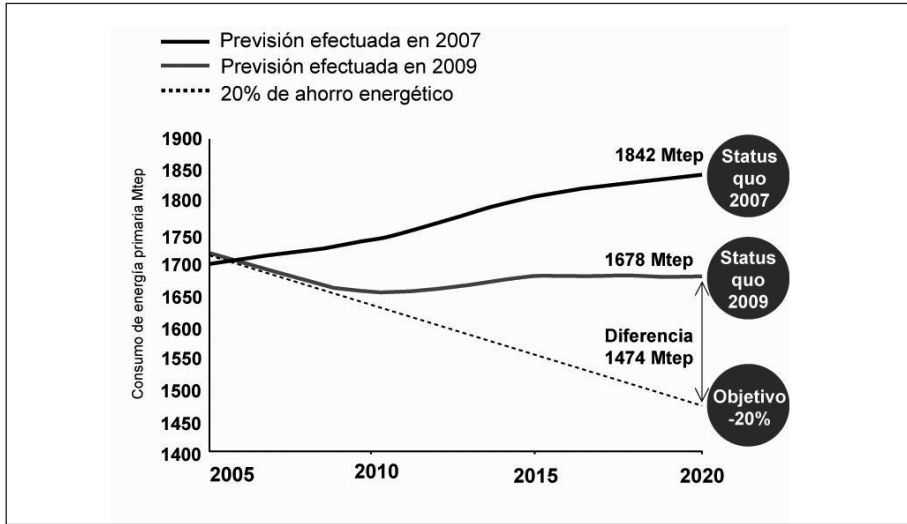
Figura 6.  
Progreso de los objetivos del paquete de clima y energía de la UE para 2020



Fuente: Elaboración propia

el primer objetivo que se debería abordar, ya que cuanto menos energía se necesite menor será el impacto ambiental y la necesidad de recurrir a otras fuentes de energía. Pero, como se indica, y tal y como señala la siguiente gráfica de la Figura 7, la situación se presenta lejos de la reducción del 20% del consumo bruto de energía sobre la tendencia para 2020.

Figura 7.  
Situación actual y perspectiva de cumplimiento del objetivo 20-20-20



Fuente: Elaboración propia

Respecto a los precios, en el mercado mayorista son estables o bajos, mientras que en el mercado minorista han incrementado debido fundamentalmente a impuestos, gravámenes y otros costes. Fuera de la UE obviamente han disminuido por elementos como el gas de esquisto o gas pizarra etc.

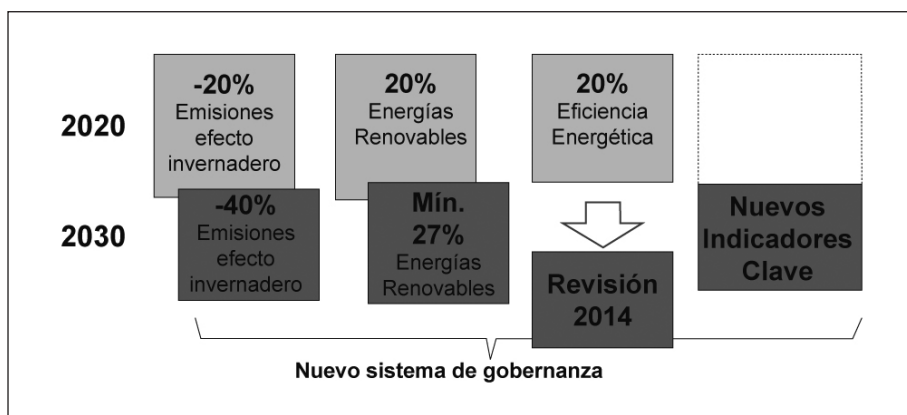
La Comisión Europea ha aprobado recientemente su visión sobre los objetivos de la Unión para el año 2030 que se pueden resumir en un 40% de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, un objetivo de renovables del 27%, y no tener ningún un objetivo, o al menos decidirlo más adelante, sobre eficiencia energética.

APPA no considera que ésta sea una buena propuesta por muchas razones, empezando por su poca ambición. Todos los estudios de impacto al respecto arrojan resultados muy favorables a tener una participación de las renovables importante (incluso los realizados por la Comisión), y el propio Parlamento Europeo manifestó su posición en cuanto a que este objetivo fuera al menos del 30%. El punto débil, sin embargo, es que este objetivo no esté distribuido por Estados como hasta ahora, sino que sea un objetivo común conjunto para

toda la UE, dejando las manos libres a los Estados Miembros para adoptarlo o no, y por tanto dificultando mucho su cumplimiento final.

La Comisión Europea desarrolla unas orientaciones detalladas a partir de las que los Estados Miembros preparan unos planes nacionales “para una energía competitiva, segura y sostenible” basados en un proceso interactivo, que incluyen objetivos nacionales sobre emisiones de gases de efecto invernadero de los sectores difusos, energías renovables, ahorro de energía, seguridad energética etc. Finalmente la comisión evalúa dichos planes y compromisos. Estas orientaciones resultan poco creíbles, ya que si realmente se desea desarrollar las renovables, lo necesario y lo que ha funcionado es que haya visibilidad, seguridad jurídica, y visión a largo plazo. En un sistema en que esto no se asegure, las inversiones no se van a producir, o se van a producir en mucho menor grado. Por lo tanto, se entiende que esta propuesta no es acertada y así se ha trasladado a la CE.

Figura 8.  
Sistema de gobernanza esperado para 2020 y 2030



Fuente: Elaboración propia

Los desafíos son los siguientes:

- Costes energéticos, que tienden a aumentar:
  - el propio sistema energético, tal y como señala el “Roadmap”, está envejecido, y son necesarias inversiones importantes para su renovación.
  - Ese sistema a renovar está basado en combustibles que van a aumentar de precio en el futuro, y esto es algo que no puede ser obviado.
  - Adhesión a políticas existentes.

- Las inversiones adicionales para alcanzar el marco 2030 supondrían pasar de gastar en combustible a invertir en capital, unos 38.000 millones de euros anuales en el periodo 2011-2030.  
En lugar de gastar una gran cantidad de recursos económicos en importar hidrocarburos del extranjero, puede realizarse también en un volumen importante, en el cambio del sistema, lo que supone invertir en Europa. En el caso de España, el déficit de balance energético exterior en el año 2012 fue de 45.000 millones de euros que han salido en divisas españolas y se han dirigido a países exportadores de petróleo, gas y otros hidrocarburos. La solución sería por tanto invertir en diferentes energías.
- Diferencias entre los estados miembros: El debate futuro tendrá que estar centrado en cómo garantizar un reparto equitativo al alcance de cualquiera.

Los principales beneficios de estas políticas serán:

- Continuo desacoplamiento del PIB y las emisiones de efecto invernadero
- Ahorro de combustible (18.00 millones de euros al año en compra de combustible durante las próximas dos décadas)
- Seguridad energética: Reducción del 11% de las importaciones de energía en 2030.
- Innovación, creando puestos de trabajo y crecimiento.
- Beneficios para la salud y contaminación aérea, que supondrá entre 7.000 y 13.5000 millones de euros en 2030.

### 3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Se está hablando de un sistema energético que debe renovarse, debe cambiarse. Se debe añadir un cambio en el enfoque desde el que se ve el sistema eléctrico, ya que no se pueden seguir manteniendo estructuras antiguas y obsoletas con mal funcionamiento.

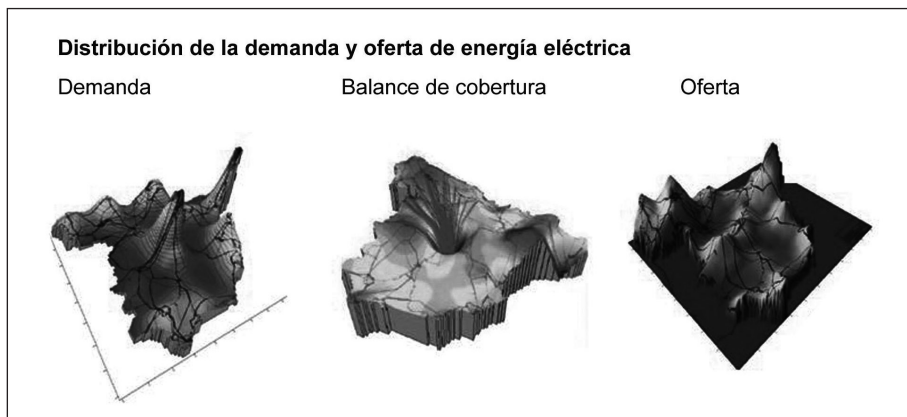
Incluso partiendo de la situación española, no es lo mismo plantear un desarrollo de renovables cuando se tenían 200 MW instalados, produciendo el 30% de la generación de electricidad bruta en España. Esto debe modificarse incluso para las propias renovables. Si se pretende que las renovables constituyan el primer sistema de generación, no se puede continuar con un sistema ideado para otro fin, adecuado para la primera instalación de energías renovables, pero no para su madurez y consolidación como principal fuente generadora

La generación distribuida corresponde a un cambio de enfoque del propio sistema eléctrico, que pasa a estar orientado, pensado y diseñado desde la demanda. El sistema está ideado desde la generación, desde las grandes centrales, desde las grandes líneas de transmisión, que ha sido en el pasado un sistema válido y bueno, pero que las propias tecnologías ahora están dejando obsoleto, ofreciendo otras posibilidades. Esto es algo que debería abordarse tan pronto como fuera posible, ya que a largo plazo resultará muy beneficioso, con reducciones en los costes de inversión y gestión.

Para ejemplificar la situación a la que se refiere, puede apreciarse en el siguiente mapa de la Figura 9 lo que ocurre en España, donde existen grandes centros de demanda, y grandes centros de producción y en general no casan.

Figura 9.

Distribución de la demanda y oferta de la energía eléctrica en España



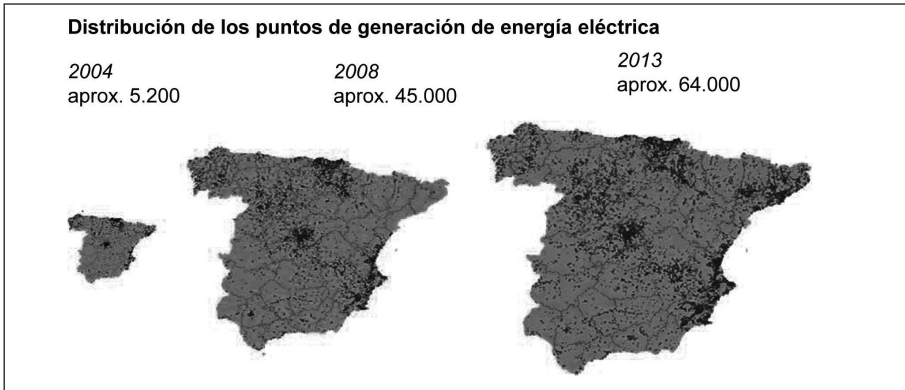
Fuente: REE

Con lo cual España presenta un sistema de transporte muy importante. Entonces, ¿Por qué ha cambiado tanto el sistema eléctrico? Porque se ha pasado a tener 64.000 generadores en España. Dicha evolución del número de generadores se ilustra en la Figura 10.

España se encuentra ante un cambio en el modelo actual que hará que se convierta en consumidor y generador al mismo tiempo:

- El sistema eléctrico se utiliza para almacenar energía, que genera derechos de consumo.
- No hay venta de electricidad, los excedentes netos no se venden.
- El usuario del Balance Neto, no será considerado un Productor, ya que no vende energía.

Figura 10.  
Distribución de los puntos de generación de energía eléctrica



Fuente: CNE

- El consumidor paga el coste del servicio de almacenamiento, pagando unos peajes, y la gestión de los excedentes de energía.

La generación distribuida para Autoconsumo se presenta como la principal vía de desarrollo de este cambio de modelo y tiene sentido técnico, económico y administrativo, porque además genera ventajas para el consumidor, el sistema eléctrico y la sociedad en general:

- El autoconsumo es una opción interesante, ya que se estima que el coste de la generación para instalaciones renovables puede alcanzar la paridad de red en los próximos años.
- Constituye una clave imprescindible para el ahorro, ya que el consumidor obtiene un ahorro económico y energético de por vida con una inversión inicial.
- Reduce el consumo de combustibles fósiles y la dependencia energética de España con el exterior.
- Facilita alcanzar los objetivos ambientales de lucha contra el Cambio Climático.
- Permite un ahorro a través de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas.

Es imprescindible lograr la aprobación de una regulación, que permita que el Autoconsumo con Balance Neto se consolide como realidad en España.

El Autoconsumo con Balance Neto de energía, permitirá a los consumidores de electricidad cubrir parte de su consumo y utilizar la red para “almacenar” los excedentes puntuales que no puedan autoconsumirse de forma instantánea, y

recuperarlos posteriormente en los momentos en que los necesite. Esta modalidad de suministro que no supone coste añadido para el sistema eléctrico:

- Puede ser una buena herramienta de gestión de la demanda.
- Permite canalizar el ahorro privado hacia una inversión local y próxima que beneficiará a toda la sociedad.
- Supondrá una oportunidad para el desarrollo de tecnologías para el autoconsumo y su integración en la edificación.
- Reactivará la actividad económica e industrial nacional y aumentará la competitividad de las empresas, repercutiendo así en fortalecer el tejido empresarial nacional e impulsando la generación de empleo distribuido, estable y de calidad.

#### 4. POSIBILIDADES DEL AUTOCONSUMO CON BALANCE NETO DE ENERGÍA

Con el autoconsumo, los consumidores se convierten en generadores de energía eléctrica:

- Cada usuario se convierte en generador en pequeñas instalaciones domésticas, cuyos excedentes van a la red.
- Se incentiva el desarrollo de tecnologías limpias de generación eléctrica domiciliaria.
- El usuario además asumirá conciencia sobre el consumo eléctrico y tomará acciones para reducir el consumo.

Los retos que se deben superar para conseguir alcanzar el objetivo de posibilidad de autoconsumo son Balance Neto de energía son:

- Una mejor gestión de la demanda:
  - Aumento de la capacidad de interconexión.
  - Desarrollo del vehículo eléctrico.
  - Implantación de las *smart grids*.
- Continuar la reducción de costes.
- Evolución tecnológica aumentando el rendimiento, disponibilidad, etc.
- Simplificar los procedimientos de acceso y conexión a la red.
- Dar a conocer los beneficios de la generación distribuida y el autoconsumo.
- Establecer esquemas normativos y retributivos en relación a las ventajas de cada tecnología.

En los últimos años, debido al auge de pequeñas instalaciones de energía renovable, el autoconsumo con balance neto ha comenzado a ser regulado

en diversos países del mundo, siendo una realidad en Alemania, Reino Unido, Italia, Dinamarca, Japón, Australia, EE.UU, Canadá, México, Panamá, Chile, Brasil... En Estados Unidos, como parte de la Ley de Política Energética de 2005, todas las operadoras públicas deben ofrecer *net metering* (balance neto) a requerimiento de sus clientes. Actualmente existen más de 40 estados que utilizan alguna variante del BN.

- En Reino Unido se usa la electricidad que se genera, se compra la que se necesita y se exporta la que no se usa, recibiendo una compensación económica. En muchos hogares el autoabastecimiento es completo.
- Alemania ofrece desde 2009 la posibilidad de auto-consumir la electricidad FV producida con el fin de aliviar tanto las redes como los consumidores eléctricos.
- En Italia, la fórmula del BN (balance neto) es una compensación económica y del crédito del exceso de producción indefinido.
- Chile aprobó una normativa de autoconsumo y se espera que en 2013 tenga regulación técnica del BN.
- Brasil ha dado luz verde al BN en los hogares y para pequeñas instalaciones.

En España existe un Real Decreto *no nato* sobre autoconsumo, frente a las Directivas Europeas que marcan como objetivo fomentar la generación distribuida para ahorrar costes energéticos y mejorar la competitividad. Dicho proyecto de Real Decreto establece que:

- Se cargará con un peaje de respaldo a los usuarios con autoconsumo conectados a la red que generen la electricidad para uso propio.
- El nuevo peaje de respaldo se aplica con el argumento de que, desde el momento en el que el autoconsumidor está conectado al sistema eléctrico, está disfrutando del respaldo que le ofrece el conjunto de la infraestructura, aun cuando esté consumiendo electricidad producida por su instalación de generación asociada.
- Los autoconsumidores tendrán, según la norma, que hacer frente a los costes del sistema eléctrico, igual que el resto de los consumidores, incluyendo aquellos necesarios para financiar las tecnologías de respaldo.
- Esta nueva carga irá destinada tanto a contribuir a la cobertura de los costes del sistema, como a retribuir la función de respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda en tiempo real.

En conclusión, el autoconsumo con balance neto es una oportunidad crucial para el cambio efectivo del modelo energético. Las ventajas económicas, sociales y medioambientales de su desarrollo son evidentes:

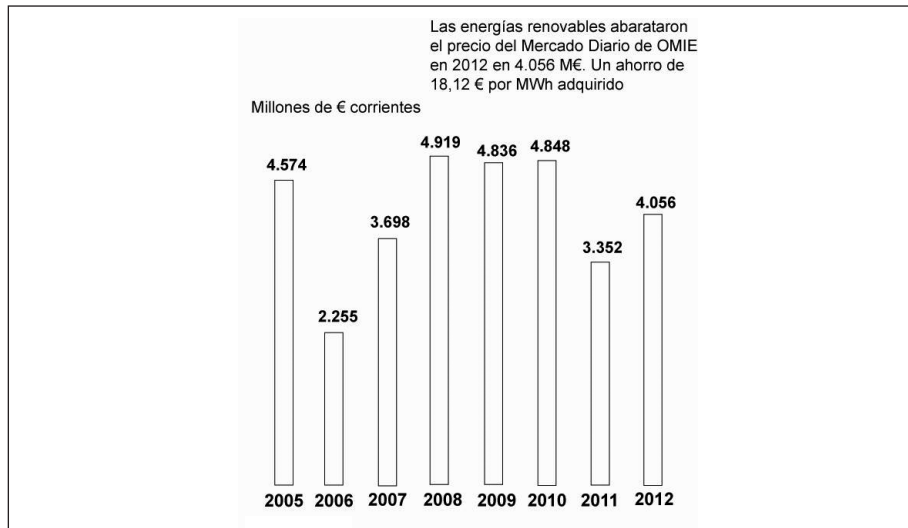


- El autoconsumo será una realidad en el sector energético nacional a corto plazo. Una regulación justa del balance neto puede adelantar su desarrollo pero, incluso sin esta regulación, en un plazo de tiempo muy breve las tecnologías renovables competirán en precio con la electricidad comprada a la red.
- La evolución hacia la generación distribuida ya se está realizando. En los últimos siete años se han multiplicado por doce los puntos de generación. Esta evolución no ha generado problemas en la red eléctrica.
- El mayor problema al que se enfrenta el modelo energético nacional es la alta dependencia energética (superior al 70%). El autoconsumo utiliza energías renovables que son autóctonas, reduciendo la dependencia y generando empleos y riqueza con nuestros recursos naturales.
- Constituye un primer paso hacia un nuevo modelo energético que tenga al consumidor como actor principal.

5. EVALUACIÓN SOCIO-ECONÓMICA. MERCADO ELÉCTRICO, ENERGÍAS RENOVABLES Y DÉFICIT TARIFARIO

Para acabar debe hacerse referencia al estudio que APPA realiza anualmente sobre el impacto macroeconómico de las renovables en España.

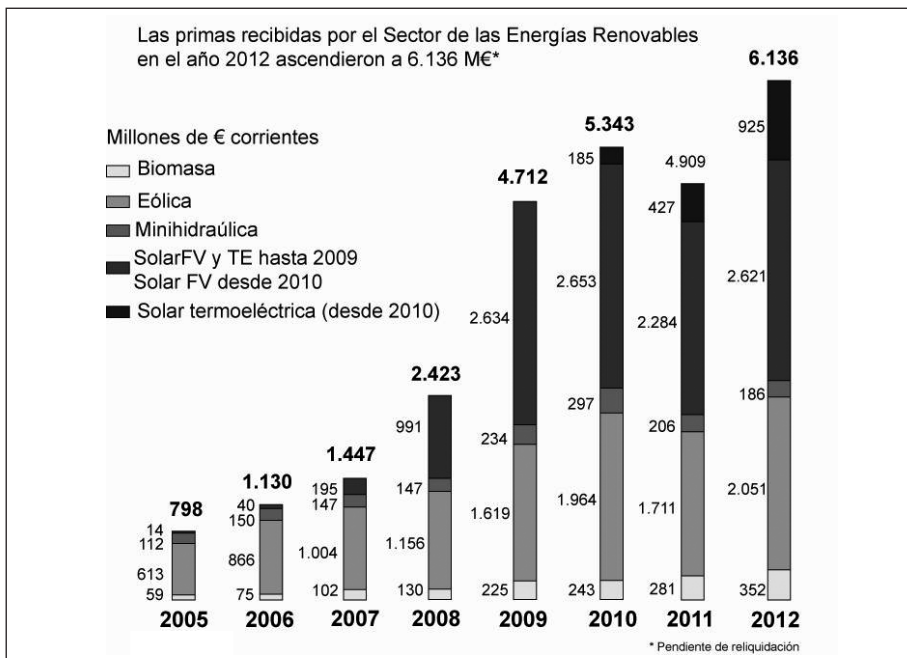
Figura 11.  
Ahorro en el mercado diario de la OMIE



Fuente: APPA

En el mismo se puede una reflexión sobre los costes del sistema eléctrico. Es conocido y aceptado que el hecho de que haya renovables en el mercado eléctrico tiene un efecto depresor en el precio del mismo, por el hecho de que están ofertando a un precio bajo, concretamente a cero. Por tanto el hecho de la presencia de renovables hace que el precio de casación sea más reducido. Cuantificándolo en términos monetarios para el año 2012, el ahorro para el conjunto del sistema ha sido de unos 4.000 millones de euros, tal como muestra la Figura 11.

Figura 12.  
Primas recibidas por tecnologías renovables



Fuente: CNE

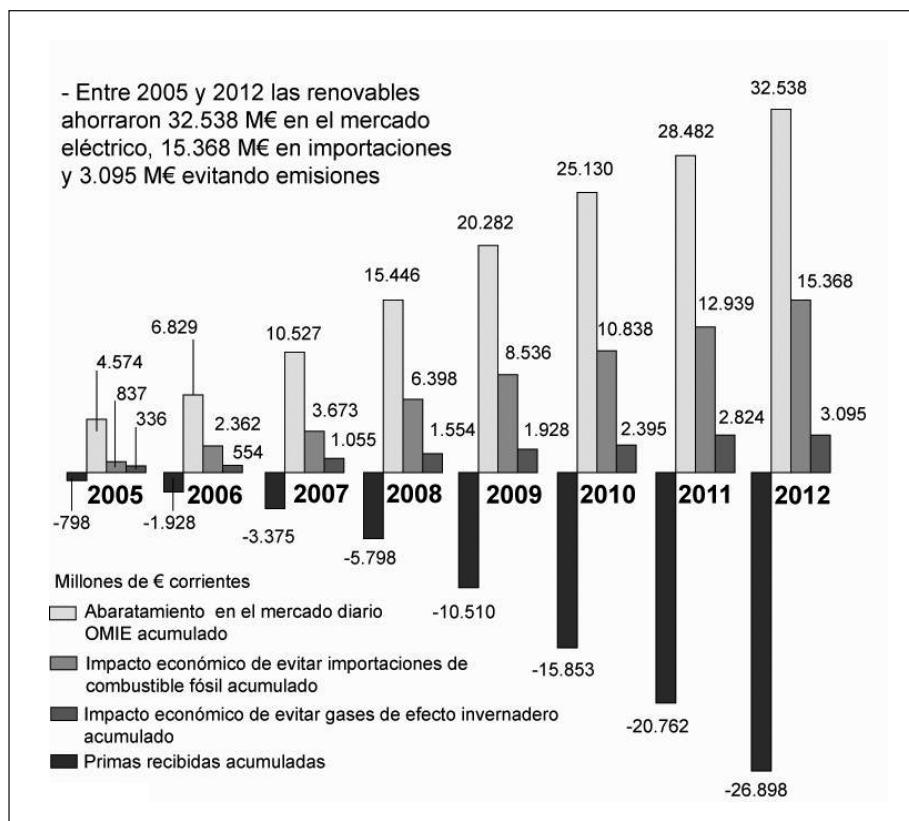
Esta cifra se ha obtenido re-casando el mercado hora a hora durante todo el año. Si se consideran 6.000 euros en primas a las renovables en 2012, 4.000 millones se compensan por ahorros al sistema.

A la hora de acumularlo, se tiene por una parte el déficit de tarifa generado (no el vivo) desde 2005 (a fecha de la conferencia) que llegaría a 36.785 millones de euros. Se toman a continuación los ahorros generados por las renovables, en torno a 32.538 millones de euros en el mercado eléctrico, 15.368

millones de euros en importaciones y 3.095 millones de euros en emisiones. Obteniendo la diferencia de lo que se ha ingresado por primas menos el ahorro que se ha producido (en el precio del mercado, en la compra de certificados relativos a las emisiones de CO<sub>2</sub>), las renovables arrojarían un saldo favorable de 5.639 millones de euros.

Figura 13.

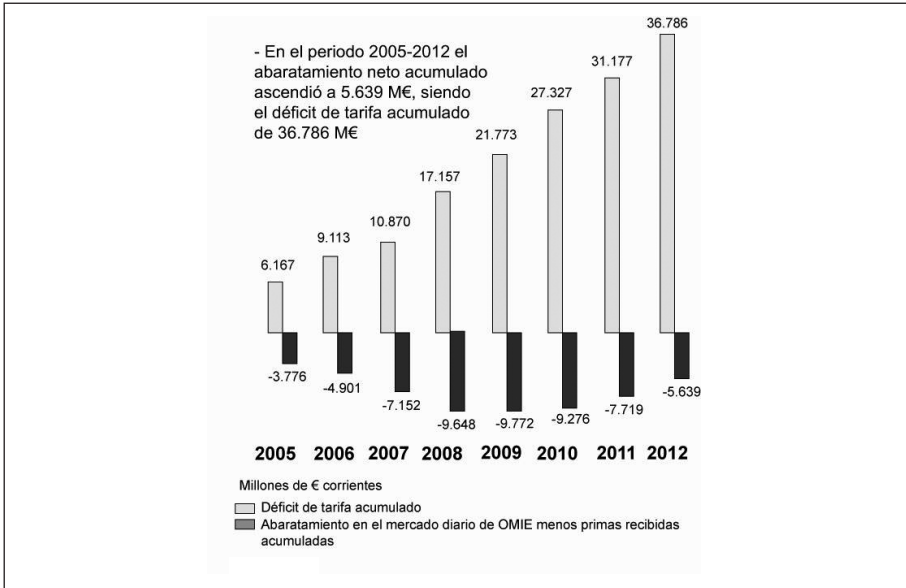
Primas y beneficios acumulados derivados de las energías renovables



Fuente: APPA

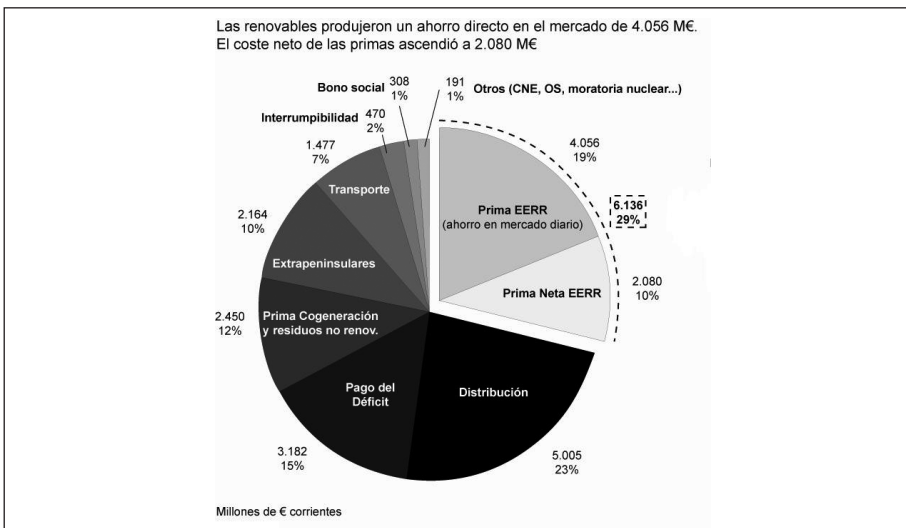
En otras palabras, el déficit que tenemos del sistema eléctrico, si se tuviera en cuenta este efecto, sería 5.000 millones de euros menor; o dicho de otra manera, sin renovables sería 5.000 millones de euros mayor.

Figura 14.  
Déficit de tarifa y abaratamiento neto acumulados



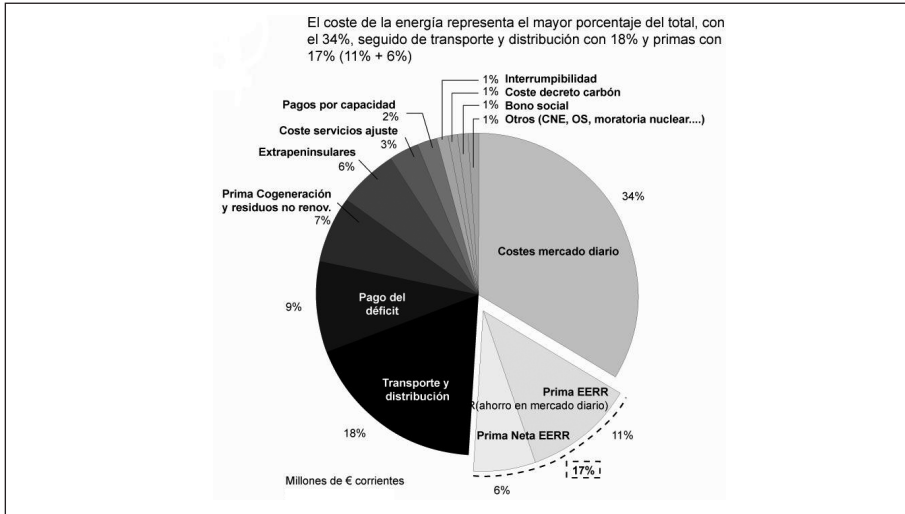
Fuente: APPA

Figura 15.  
Coste de las actividades reguladas en 2012



Fuente: CNE

Figura 16.  
Costes totales del sistema eléctrico en 2012

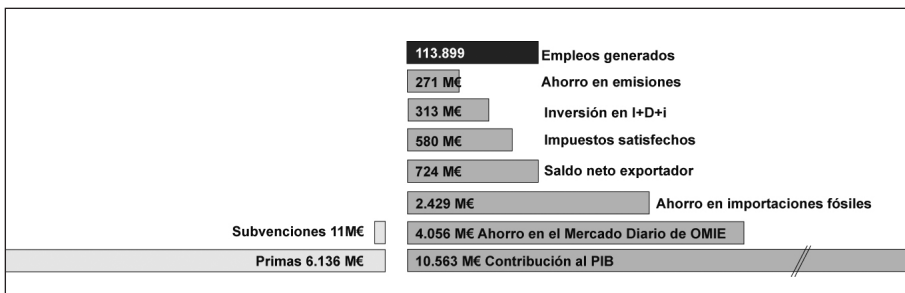


Fuente: CNE, REE y OMIE

## 6. CONCLUSIONES

- Si bien no todos los beneficios de las energías renovables pueden sumarse directamente, está claro que la apuesta por estas energías es beneficiosa, en términos económicos, para nuestra sociedad.
- Existen otros beneficios no cuantificables: mayor independencia energética, mejora de la percepción de la marca España, medioambiente más limpio, menos enfermedades, menos emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>...

Figura 17.  
Beneficios económicos derivados de la apuesta por energías renovables



Fuente: Elaboración propia



CAPÍTULO 6  
LA REFORMA ELÉCTRICA Y LAS EMPRESAS  
COMERCIALIZADORAS

Carlota Pi Amorós

*Directora de Operaciones. HolaLuz.com*

1. HOLALUZ.COM

Holaluz.com es la primera compañía eléctrica íntegramente online del mercado español y que vende energía verde certificada 100%. La empresa se dirige fundamentalmente al segmento de las pymes y hogares o consumidores domésticos pequeños, es decir, las tarifas 2.0 y 2.0DH.

Toda relación con clientes, de captación, seguimiento, facturación e interlocución se realiza a través de la red. Holaluz.com no envía facturas en papel, ni contratos en papel, toda gestión y comunicación se realiza a través de la plataforma web, y la comunicación constante se lleva a cabo gracias a las principales redes sociales.

Existe además un chat en tiempo real donde se resuelve cualquier duda de los usuarios. Esto es algo que claramente rompe los paradigmas de la comunicación, de un cliente con su compañía eléctrica.

En definitiva, Holaluz.com apuesta por la energía verde, el trato humano, personalizado y cercano, por precios justos y transparentes, por la gestión online y por la constante innovación en servicios.

2. LA REFORMA ELÉCTRICA

La nueva reforma eléctrica, de sobra comentada en capítulos anteriores, ha presentado diferentes actuaciones sorprendentes en los últimos meses, empezando por la anulación de la subasta CESUR, que actualmente se en-

cuentra supuestamente intervenida. Seguidamente se publicaron unas tarifas, con aplicación el 1 de Enero, sin especificar el método de cálculo (ya que la subasta había sido intervenida). El día 2 de febrero vuelven a lanzarse una nuevas tarifas, completamente distintas y sin fundamentar su cálculo en ninguna subasta...

En definitiva el panorama no es nada favorable para las comercializadoras independientes, que someten a los clientes y a la propia empresa en una incertidumbre variable por el continuo cambio de tarifas, a finales de Diciembre, en Enero, Febrero...

En España, desde 1998 y coexisten el mercado regulado y el mercado liberalizado. A partir del año 2003 el consumidor puede decidir a que compañía eléctrica encomienda el cuidado de su instalación y suministro. En un primer lugar existió la llamada *Tarifa Integral*, y después, simplemente se cambió el precio a *Tarifa de Último Recurso (TUR)* y en la actualidad el nombre a *Precio Voluntario de Pequeño Consumidor (PVPC)*. El resultado final es la totalidad de la generación actuando en un ámbito de libre competencia, ofreciendo precios de mercado cuando la fijación de precio de la compra por un usuario final se pacta en el BOE.

Queda patente que estos nuevos cambios no van a reportar soluciones factibles, ni siquiera a largo plazo. Las comercializadoras mantienen su postura en que el Gobierno no ha de centrarse en cambios como indexar a los consumidores domésticos en el precio horario de la energía, si no centrarse y enfocarse en regular y legislar sobre actividades, supuestamente ya reguladas, como la distribución.

### 3. LAS TARIFAS MINORISTAS

Es interesante estudiar este tipo de tarifas, y en concreto ciertos aspectos fundamentales que se detallan a continuación, y que entrarán en vigor el 1 de Abril del año 2013:

- El margen certificado por el Ministerio que se aplicará a las comercializadoras de último recurso es un margen de potencia, en concreto de 4 euros por kW contratado. Es decir, se está aumentado únicamente el término fijo de la factura final del consumidor. Lógicamente esto no reporta ningún beneficio, especialmente en el plano sostenible, ya que si se apuesta por la eficiencia energética, al incrementar el término fijo, el precio final no se verá afectado. Todo intento de mejora sostenible se realizará en la componente variable del consumo, aquello de lo que se pueda prescindir, por ello al aumentar el precio de la componente fija y mantener el de la componente variable, por mucho que se reduzca



esta última, el precio de potencia se acabará sobreponiendo, anulando todo efecto de reducción variable.

- El precio máximo que podrán ofrecer estas comercializadoras de último recurso, en caso de que el cliente decida escoger la opción de tarifa plana o precio fijo durante todo el año, no queda en ningún momento establecido por orden ministerial.
- Otro aspecto a recalcar es la posible indexación de los clientes en el mercado mayorista, que presenta un problema fundamental de medida del consumo.

Las comercializadoras, por lo general distinguen tres tipos de contadores:

- *Contadores electromecánicos*: Los más habituales en los hogares españoles, cuya función es totalizar la energía empleada entre dos periodos.
- *Contadores registradores*: Aquel que registra la potencia horaria demandada en un equipo y traza una curva real de medida de potencia.
- *Contadores registradores equipados con telemedida*: Que funcionan de manera similar a los anteriores, pero con la diferencia de que la curva de medida puede descargarse telemáticamente.

El problema en España radica en que no existe constancia del equipamiento con contadores con telemedida, y se da un mal uso a los contadores registradores, no utilizándose la curva real trazada por dicho dispositivo, si no una estimada, como si se tratara de contadores electromecánicos.

Con esto el Ministerio consigue deshacerse del riesgo de precio al indexar a los clientes en el mercado mayorista. Es decir, aunque se aumente el consumo en horas valle y se reduzca en horas punta, el precio será el mismo que si se focaliza el consumo en horas punta, ya que no puede existir constancia del consumo real del usuario y el momento en el que se ha llevado a cabo. Todo ello por una mala implantación y uso de los dispositivos de medida.

#### 4. EL POOL

A continuación se va a analizar la situación actual del pool. Se entiende el pool como un sistema marginalista de fijación de precios. Esto permite a los comercializadores independientes competir en precio, ya que todas adquieren la energía por el mismo coste, el fijado en el pool.

Es decir, el pool, con todos los fallos y deficiencias que acarrea, es el mejor sistema de venta de energía para las comercializadoras, porque permite competir en precio tanto a grandes compañías, como a aquellas que presentan un volumen menor.

5. OPORTUNIDADES QUE BRINDA LA NUEVA REGULACIÓN ENERGÉTICA

Toda nueva regulación brinda ciertas oportunidades, especialmente para compañías ágiles, que sepan adecuarse al cambio establecido, y comunicar correctamente a sus clientes dichas modificaciones.

Este nuevo Real Decreto puede entenderse como un paso más hacia la completa liberalización del sector minorista, lo que permitirá a las empresas ser totalmente transparentes con el cliente y al final adaptarse al mercado, que se espera que cambie, por ejemplo, permitirá aconsejarles que adopten la discriminación horaria para tener al menos dos perfiles, uno diurno y otro nocturno, que no reconocerá la hora a la que se consume la energía, pero si permitirá desplazar el consumo de la franja horaria cara a la más asequible.

CAPÍTULO 7  
LA REFORMA ELÉCTRICA Y LOS PEQUEÑOS  
CONSUMIDORES

Carmen Redondo Borge

*Representante de consumidores domésticos en el Consejo Consultivo de la Electricidad  
(CNMC). Responsable de Área de Consumo de HISPACOOOP.*

## 1. HISPACOOOP

El Consejo de Consumidores y Usuarios es el máximo órgano de representación y consulta a escala nacional de los consumidores y usuarios. Está integrado por once organizaciones y cooperativas de consumidores y usuarios más representativas a nivel nacional, y ejerce sus funciones en defensa y protección de los derechos e intereses de los consumidores y usuarios a nivel nacional a través de cuatro vías:

- Como órgano consultivo en materia de protección de consumidores y usuarios.
- Como órgano de representación de los consumidores y usuarios, a través de asociaciones y cooperativas, ante diversos organismos. En el tema que nos ocupa, podemos citar el Consejo Consultivo de la Electricidad, el Consejo Consultivo de Hidrocarburos, y el Grupo Consultivo Europeo de Consumidores – Subgrupo de Energía (D.G. SANCO, Comisión Europea).
- Proponiendo cuestiones de interés y formulando propuestas normativas o de actuación.
- Y finalmente, colaborando en iniciativas públicas de protección al consumidor o usuario y asesoramiento, impulsando siempre el diálogo social.

## 2. EL CONSUMIDOR ELÉCTRICO FRENTE AL MERCADO

Desde el año 2003, el mercado eléctrico español ya estaba plenamente liberalizado y abierto a la competencia para los consumidores domésticos. Sin embargo, este mercado resultaba demasiado complejo desde el punto de vista de la regulación (inestabilidad jurídica), de los aspectos técnicos, de los agentes que intervenían y de sus funciones, y de los instrumentos a disposición del consumidor (como contratos y facturas).

Todo ello, dificultó una adecuada comprensión del funcionamiento del mercado por parte de los consumidores, quienes, en su mayoría, desconocían su situación en el mercado, esto es, si estaban adscritos a la tarifa de último recurso, si podían moverse al mercado libre, con quién debían contratar, etc... Incluso, para aquellos consumidores que optaron por una tarifa en el mercado libre, no se obtenían ahorros significativos y en muchos casos conllevaban riesgos adicionales (mayoritariamente contractuales), lo que motivó que las propias asociaciones de consumidores y usuarios aconsejásemos a los consumidores y usuarios que permaneciesen con la TUR. Según datos de mayo de 2013, de los 25.367.321 consumidores del mercado eléctrico español, 16.535.012 eran abastecidos por una comercializadora de último recurso.

La existencia de esta tarifa, que sirvió de pretexto a las compañías para que no ofrecieran precios especialmente competitivos, unida al desconocimiento del mercado, fueron algunas de las causas de la inexistencia de una verdadera competencia tanto en términos de calidad como de precio, a la vez que el consumidor carecía de las ventajas que ofrecía un verdadero mercado competitivo. En definitiva, esta situación muestra que la situación es la de un mercado profundamente distorsionado, por lo que sin un verdadero mercado eficiente y competitivo, no se conseguirá mejorar la situación del mercado eléctrico español.

Las deficiencias existentes en el mercado español se reproducían en otros mercados del entorno. Esto motivó en el 2007, la Comisión Europea presentase su Tercer Paquete Legislativo de la Energía, en relación a los mercados de gas y electricidad. Dicho paquete constaba de numerosas Directivas que giraban en torno a tres ejes fundamentales: la elección por parte del consumidor, los precios más bajos y la seguridad de suministro. Ciertamente este paquete normativo perseguía mejorar la competitividad y proteger a los consumidores, especialmente a los más vulnerables. Sin embargo, una tardía e inadecuada trasposición en España, especialmente de la Directiva 2007/72/CE de mercado interior de la electricidad, anuló cualquier impacto positivo en el mercado y con ello traer mejoras en la posición de los consumidores en dicho mercado.

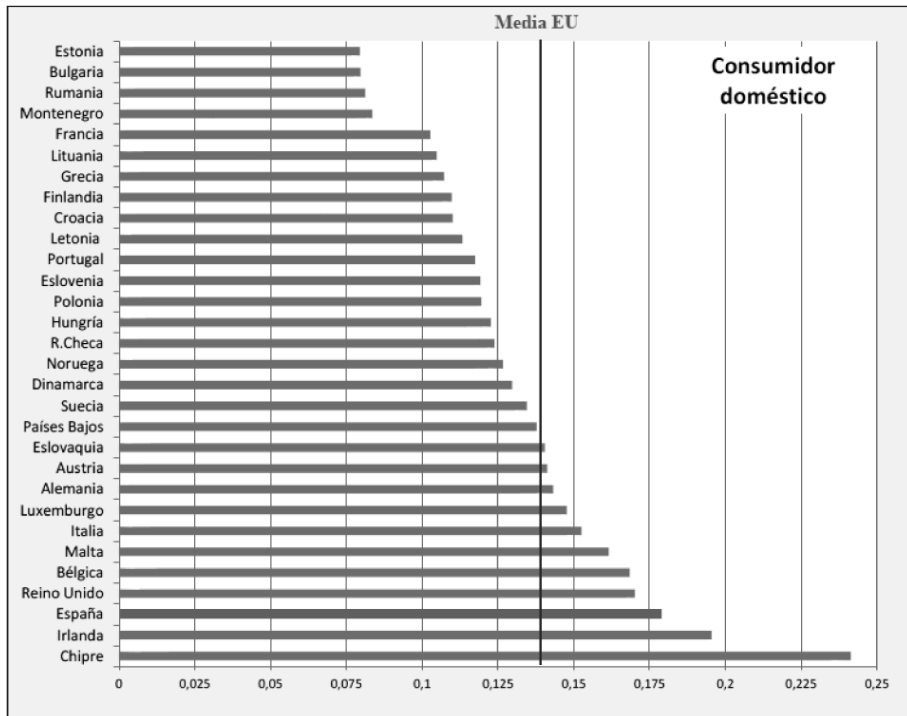
3. LA SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL ANTES DE LA REFORMA

Las organizaciones representantes de los consumidores y usuarios, entre las que se incluye HISPACOOOP se posicionan en la idea de que el sistema eléctrico español es insostenible económica y técnicamente. La existencia de un desajuste relevante entre los costes y los ingresos del sistema, ha dado lugar al llamado déficit de tarifa. La lucha contra este déficit es uno de los temas que más preocupa a las organizaciones de consumidores, surge la duda de si finalmente será el consumidor el que tenga que hacerse cargo del mismo, ya que las sucesivas reformas no han permitido solventar el problema.

Este desajuste se ha originado fundamentalmente por el incremento exponencial de los costes del sistema, muy superiores a los ingresos producidos. Los costes eléctricos entre 2003 y 2011 se han duplicado, y los costes regulados (transporte, distribución, compensación de extrapeninsulares y primas a las renovables) han aumentado más de 5 veces en el periodo 2006-2011,

Figura 1.

Precio final de la electricidad para un consumidor doméstico en la Unión Europea antes de impuestos (€/MWh).



Fuente: Eurostat a 2012.

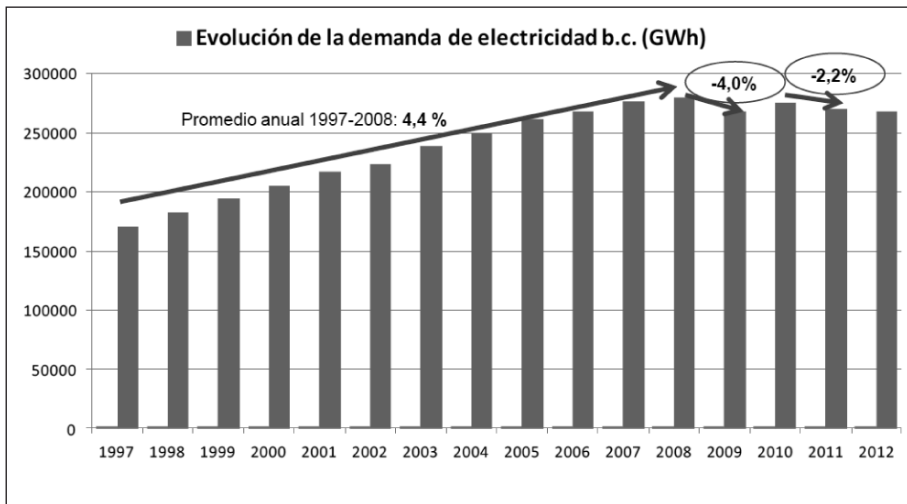
siendo el elemento más importante en el aumento de costes. Lo cierto es que desde 2006 los ingresos medios por peajes han aumentado un 70%, a diferencia de los costes de acceso que incrementaron en un 140%.

El resultado de todo esto es que el precio final de la electricidad en España para un consumidor doméstico comparado con el resto de países de la UE, estaba por encima de la media europea, siendo así la tercera más cara de Europa, sólo por detrás de Irlanda y Chipre.

Ciertamente, el sector eléctrico español atraviesa una situación delicada debido al descenso importante de la demanda de consumo de la energía eléctrica, influenciado fundamentalmente por los efectos de la crisis que sufre el país, pero también debido a algunos incrementos desordenados y costosos en la instalación de generación renovable, al exceso de capacidad instalada de generación e infrautilización de los ciclos combinados de gas natural, al incremento de los precios de los combustibles y a falta de medidas más eficientes y adecuadas para reducir los costes donde era posible hacerlo.

Así, frente al aumento constante de los costes regulados, el consumo energético se ha reducido dramáticamente con la crisis, alcanzando en la actualidad los niveles de 2005.

Figura 2.  
Evolución de la demanda eléctrica b.c. (GWh).



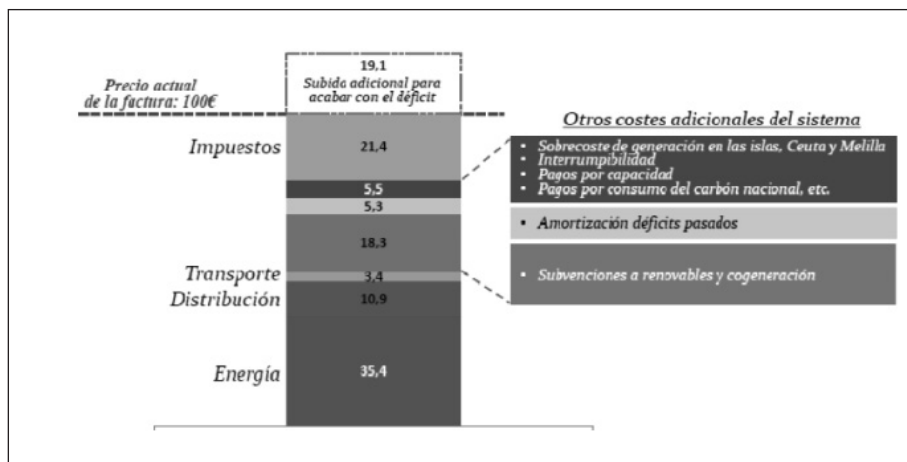
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Todo lo anterior se traduce en un aumento considerable de las tarifas eléctricas, que paga un consumidor doméstico final. La factura eléctrica que paga un consumidor medio ha aumentado en los últimos años un 63% y pese a todo, se sigue generando déficit. Como se aprecia en la Figura 3, en el gráfico

inferior, los consumidores pagan en la factura eléctrica por muchos conceptos que no están directamente relacionados con la promoción y la demanda de electricidad, sino que se derivan de decisiones políticas. Se cree que sería necesario revertir esta situación, concentrando en la tarifa sólo aquellos costes directamente vinculados con el servicio.

Figura 3.

Costes pagados por un consumidor doméstico en la factura eléctrica.  
(Desglose de la factura eléctrica para un consumidor doméstico medio acogido a TUR)



Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2013.

Los defensores de este modelo aducen que la situación se debe a una regulación deficiente, especialmente en materia de promoción de las energías renovables. Sin embargo, se ha de considerar que en el momento en que el déficit de tarifa comenzó a acumularse, la presencia de las energías renovables en nuestro país era prácticamente testimonial. Además, por lo observado, el coste en la factura eléctrica supone en torno al 15%. Las organizaciones de consumidores consideran que la inversión en energías renovables no debe verse como un gasto, sino como una verdadera inversión en independencia energética, es decir, una forma para luchar contra el cambio climático y como estrategia más adecuada para hacer frente a la paulatina escasez de combustibles fósiles, generando así un nuevo tejido industrial y favoreciendo la innovación. Es más, se entiende que el modo, peculiar, en que se fija el precio de la electricidad hace que las renovables abaraten el precio de la electricidad, resultando en un menor impacto real de las primas sobre la factura eléctrica.

#### 4. LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Teniendo en cuenta la situación del mercado eléctrico en España, era necesaria una verdadera reforma del sector que mejorase el mercado en sí mismo, la competencia y las condiciones del consumidor en dicho mercado.

Sin embargo, la reforma que comenzó a acometerse en el 2013 adolece de numerosos defectos. Se ha planteado una reforma completa del sector sin disponer de un procedimiento enriquecedor, en el que participen todos los agentes intervinientes en dicho mercado. Pese a los cambios regulatorios de gran envergadura planteados, no se ha mantenido un diálogo conjunto de todos los agentes involucrados, incluidos los consumidores domésticos y sus representantes, perdiéndose así una gran oportunidad de reforma. Los plazos extremadamente cortos para analizar las propuestas regulatorias, han impedido abordar los problemas reales del mercado y además buscar soluciones eficientes y sostenibles tanto técnica como económicamente. Se considera pues que estas actuaciones no encajan en los mercados verdaderamente liberalizados, donde todas las partes participan y se involucran en el proceso regulatorio.

Las organizaciones representantes de los consumidores y usuarios lamentan que se haya regulado a expensas de las demandas sociales. La reforma que se ha planteado está basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico con el fin de resolver equilibradamente la problemática derivada del excesivo incremento producido por las partidas de costes. La finalidad de la reforma no es otra que asegurar la sostenibilidad económica y financiera al sistema, al tiempo que favorecer un mayor nivel de competencia efectiva en el sector. Sin embargo, surge la duda de que se haya hecho una planificación energética estable a largo plazo, con una legislación adecuada, y menos aún, que se haya regulado para hacer un sistema sostenible económicamente a corto plazo.

Tal y como se ha planteado esta reforma, serán necesarias futuras modificaciones para solventar muchos de los problemas que sigue adoleciendo el mercado eléctrico español. De hecho, los principales problemas que persisten tras la reforma están relacionados con:

- a) *Competencia ineficiente en el mercado.* El mercado se encuentra notablemente distorsionado, tanto por el lado de la oferta como la demanda, y por lo tanto de hace necesario reconsiderar el modelo actual. La liberalización del mercado debería haber supuesto un mayor ahorro, la eficiencia energética, el abaratamiento del precio de la energía con la entrada de nuevos operadores y una mayor protección al consumidor doméstico. Existe un oligopolio dominante que provoca efectos negativos en el mercado e impide que los consumidores se puedan beneficiar de las



ventajas que ofrece un verdadero mercado liberalizado. Los grandes grupos energéticos siguen controlando la mayoría del mercado y no existe una verdadera competencia que permita un ahorro para los consumidores. Así el consumidor no puede hacer una elección adecuada según sus necesidades reales. La Comisión Europea ha señalado que España tiene un mercado de competencia ineficiente, que favorece una concentración excesiva.

- b) *Formación de los precios.* Los precios de la electricidad no son suficientemente razonables ni comparables ni transparentes, y esto conlleva mayor confusión y desconfianza de los consumidores en el mercado y en la formación de los precios.

Es necesaria una mayor transparencia y efectividad en su formación. Deben producirse un cambio profundo en el sistema de fijación de precios.

Se considera necesario eliminar de la tarifa aquellos costes que no están relacionados directamente con el coste del suministro. Respecto a los costes regulados (transporte, distribución, extrapeninsulares y primas a energías renovables) se entiende que éstos deben estabilizarse, puesto que han contribuido a incrementar los costes de la energía para los consumidores domésticos.

- c) *Déficit de tarifa y deuda acumulada.* La reforma no ha impedido que continúe acumulándose el déficit de tarifa, y además se ha permitido que sigan subiendo los peajes de acceso. Este último punto es especialmente grave ya que penaliza a los que menos consumen a través de la subida del término de potencia. Es una medida que no fomenta el ahorro energético y que afecta negativamente a los consumidores, sobre todo en las circunstancias de crisis económica que sufren muchas familias.

Las asociaciones de consumidores consideran que el déficit eléctrico surgió para soportar decisiones tomadas fuera del mercado y por razones políticas, en las que los consumidores no toman parte y que ahora deben soportar. Pese a todas las reformas hasta ahora llevadas a cabo, sigue existiendo el déficit de tarifa, y se desconoce cómo el método mediante el cual se pagará la deuda actual acumulada.

- d) *Garantizar el suministro.* No se garantiza el suministro de electricidad a menor coste posible para el consumidor.
- e) *Protección de los consumidores.* Se considera que esta reforma no protege suficientemente a los consumidores al no empoderarles en la toma de decisiones referentes al mercado. Especialmente, resulta inadecuada la protección a los consumidores vulnerables, que no se define a este colectivo, por lo que carece de las medidas adecuadas para su protec-

ción en el mercado. Tampoco se encuentra en la reforma medidas que traten de atajar de algún modo la pobreza energética, que constituye uno de los problemas fundamentales en nuestro país.

## 5. FORMACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS

Sin entrar a analizar minuciosamente los cambios de la reforma del sector eléctrico, sí que es preciso destacar tres aspectos fundamentales:

- El precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC) no cambia sustancialmente respecto a la Tarifa de Último Recurso (TUR). El PVPC se trata de los precios máximos que podrán cobrar las comercializadoras de referencia a los consumidores que se acojan a ellos, para lo cual deberán cumplir con determinados requisitos de aplicación. La TUR queda así reservada a dos colectivos de consumidores, los que tengan la condición de consumidor vulnerable y los que sin tener derecho a acogerse al PVPC carezcan transitoriamente de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en el mercado libre.
- La apertura a nuevas comercializadoras para ofrecer el PVPC.
- El cambio en la forma en la que se determina el precio de la energía, ya que se produce la eliminación de las subastas trimestrales CESUR.

Así, se plantean tres opciones de contratación con un consumidor doméstico conforme a la presente reforma:

- a. *Opción regulada: el precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC)*. Este precio se calcula como una media del precio alcanzado por la energía en los mercados diario e intradiario durante el periodo de facturación (por tanto, un mismo consumo tendrá precios diferentes dependiendo del horario en que tenga lugar). El problema es que se abren dos posibles situaciones dependiendo de si se cuenta o no con equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y si esta está realmente conectada:
  - Si fuera posible contar con un equipo apropiado con telemedida, la facturación se realizará teniendo en consideración los valores horarios del consumo real, aplicando el precio que corresponda a ese momento específico.
  - En caso contrario, esto es, sin equipos de medida, se realizará la facturación aplicando a las lecturas reales por periodos los perfiles finales de consumo.

Ante esto se cuestiona si verdaderamente un consumidor doméstico va a poder comprender sus facturas para poder llevar a cabo compor-

tamientos más eficientes. Difícilmente, bajo el punto de vista de las organizaciones representantes de los consumidores y usuarios, el consumidor va a recibir mayor claridad a la hora de su facturación, y menos aún va a poder saber si el precio que está pagando en su factura es el correcto o no, ya que en este último caso se les factura en función de “unos perfiles finales de consumo”.

En el caso de tener contadores, según indicó el Ministro en su momento, el precio de la electricidad variará cada hora, existirán días por los que se pague más y otros menos, pero se insiste en que sumando todas las facturas, en coste para el consumidor será menor. Surge la pregunta, por tanto, si esta normativa vulnera la norma básica de protección de los consumidores, esto es, el Real Decreto Legislativo 1/2007 del 16 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias.

El artículo 20 de la citada norma se refiere a la información necesaria en la oferta comercial de bienes y servicios. Según esta norma, los comercializadores de referencia, a la hora de hacer sus ofertas o prácticas comerciales deberían incluir en la información las características del servicio de suministro y su precio, de tal forma que el consumidor pueda tomar una decisión sobre la contratación de ese servicio de suministro. En el resto de los casos en que, debido a la naturaleza del bien o servicio, no pueda fijarse con exactitud el precio en la oferta comercial, deberá informarse sobre la base de cálculo que permita al consumidor comprobar el precio.

Con este nuevo mecanismo se está impidiendo que los consumidores puedan conocer cuál es el precio que van a pagar por el suministro de electricidad. La norma de protección de los consumidores determina que cualquier consumidor debe conocer con anterioridad el precio final que va a pagar antes de aceptar cualquier decisión de contratación de un servicio. Esto puede resultar un punto conflictivo en materia de protección al consumidor.

- b. *Oferta alternativa a precio fijo*. La segunda alternativa que se ofrece es un precio fijo, que se plantea como la “tarifa plana”. Se trata de un precio fijo anual expresado en €/kWh, que podrán ofertar al consumidor acogidos al PVPC, siempre al margen de lo que haga el pool. Al cabo de un año habrá una revisión del precio y podrán cambiarse las condiciones.

Ante esta tarifa plana surgen ciertas críticas. Una de ellas es el desconocimiento del precio en los siguientes años y cuáles serán las condiciones aplicables. No se espera que se trate de contratos de permanencia,

pero no puede asegurarse lo que sucederá con las condiciones de los años siguientes.

Otra crítica es la reactiva a ofrecer un precio estable durante un periodo de un año, pero con un mayor coste de aseguramiento. Visto así surge la pregunta ¿por qué se ha de pagar más por este precio fijo que es público, transparente y fácilmente comparable a diferencia del PVPC? La Directiva 2009/72/CE, establece que los precios ofrecidos en el mercado eléctrico deberían ser razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios. Si este precio es el único transparente y comparable que se está ofreciendo en el mercado, deben reflejarse dos cosas, una de ellas, que el resto de precios que se ofrecen al PVPC no son lo suficientemente transparentes, razonables, fácil ni claramente comparables para los consumidores, y que para que un consumidor pueda tener ofertas transparentes y fácilmente comparables debe pagar un coste mayor por ello. Dicho así, ¿se está respetando la normativa de protección de los consumidores a tenor de lo establecido en la normativa europea? La respuesta es negativa.

La última crítica se centra en el derroche de energía estimulado por dicha tarifa, por lo que no puede considerarse como una medida que promueve el ahorro y la eficiencia energética, salvo que se plantee una posible revisión que reconsidere la forma en la que se ha consumido en el periodo anterior.

- c. *Oferta libre.* Los consumidores podrán contratar cualquier oferta libre disponible por aquellas comercializadoras que operen en el mercado liberalizado, mediante la firma de un contrato bilateral entre ambas partes, garantizando así un precio durante un periodo de tiempo establecido, según las condiciones fijadas, que, en algunos casos, conllevarán servicios complementarios o adicionales al suministro de electricidad. En cualquier caso todas las condiciones y servicios deberán estar claramente establecidos en los contratos bilaterales.

## 6. MEDIDAS DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR E INFORMACIÓN

En materia de protección al consumidor, las organizaciones de consumidores demandan medidas específicas de protección en el sector eléctrico que ayuden a los consumidores a tomar de decisiones mucho más acertadas, y acordes a sus necesidades, sobre todo en lo referido a la contratación del servicio, tarifas y precios.

De acuerdo con la nueva regulación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia asumió la función de supervisión y control del correcto

funcionamiento del sector eléctrico y del sector del gas natural, a la vez que le correspondía la función de gestión del sistema de comparación de los precios del suministro de electricidad y gas natural sobre la base de las ofertas que realicen las empresas comercializadoras, así como la elaboración de informes que contengan la comparación y evolución de los precios del suministro de electricidad y gas y de los mercados minoristas. Con este sistema de comparación de ofertas de energía en el mercado, se está poniendo a disposición de los consumidores una herramienta web que favorece la comparación y posterior contratación de precios y tarifas según las necesidades. Pese a los beneficios que aporta esta herramienta web, sigue siendo desconocida. Muchos consumidores acceden a la misma por indicación expresa de las propias asociaciones, incluso buena parte de los consumidores domésticos carecen de la capacidad suficiente para acudir a Internet para acceder a dicha plataforma.

Por todo ello, conviene replantear la necesidad de actuaciones y acciones complementarias de formación e información al consumidor sobre el mercado, tratando de alcanzar a todos los colectivos de consumidores a través de las oportunas campañas de comunicación, no sólo informando a los consumidores sobre la herramienta del “comparador de precios de la energía” sino también sobre los cambios en el mercado eléctrico, el nuevo precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), la tarifa plana, el mercado libre, las nuevas comercializadoras existentes en el mercado, etc.

En este sentido, todas estas actuaciones que se pongan en marcha van a favorecer el conocimiento del funcionamiento del mercado, permitiendo así al consumidor doméstico tomar parte en el mismo. Dada la experiencia de las asociaciones de consumidores, el aspecto de la información es clave para evitar futuras reclamaciones y consultas por parte de los consumidores ante los cambios que se están produciendo en el mercado. Prueba de ello ha sido el incremento constante del número de consultas y reclamaciones presentadas por los consumidores en los años previos a la reforma del sector eléctrico, lo que supuso que en el año 2012 se alcanzasen las 83.218 consultas y reclamaciones recogidas por las asociaciones de consumidores y usuarios más representativas a nivel nacional.

Asimismo, se presentan aspectos importantes en los que se tiene que trabajar, como medidas de protección de los consumidores. Esto se refiere a las facturas y contratos, que son las herramientas útiles de las que dispone el consumidor a la hora de conocer su consumo y, por ende, participar en el mercado. Se considera preciso realizar una simplificación de la factura eléctrica que reciben los consumidores domésticos a fin de proporcionar solo aquella información necesaria para conocer el consumo y su coste, y de esta manera poder tomar las decisiones necesarias correctamente. Tras varias propuestas normativas de modificación, se espera poder contar con un modelo de factura mucho más simplificado y claro para los consumidores, al igual que en el caso de los contratos.

## 7. DEFINICIÓN Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN DE LOS CONSUMIDORES VULNERABLES

La Directiva 2009/72/CE sobre mercado interior de electricidad planteaba medidas para proteger al colectivo de consumidores más vulnerables y sobre todo atajar la pobreza energética, a la que se podría referir el concepto de consumidor vulnerable. Concretamente, la Directiva señalaba que los Estados miembros adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales, y en particular, garantizarán una protección adecuada de los clientes vulnerables; así mismo deberán garantizar el necesario suministro de energía a los clientes vulnerables o el apoyo a mejoras de la eficiencia energética, con el fin de atajar la pobreza energética donde se haya constatado.

Sin embargo, la Ley del Sector Eléctrico omite cualquier medida específica y suficiente para proteger al colectivo de consumidores vulnerables (personas mayores, personas con discapacidad, hogares sin acceso a Internet, en zonas rurales, etc...) como tampoco recoge una política específica y/o medidas oportunas para atajar la situación de pobreza energética dada la situación española actual actualmente, donde según el estudio de 2010 de la Asociación de Ciencias Medioambientales (ACA), el 10% de los hogares (es decir, cuatro millones de ciudadanos) se encontraban en situación de pobreza energética, cifra que ha continuado aumentando hasta la actualidad.

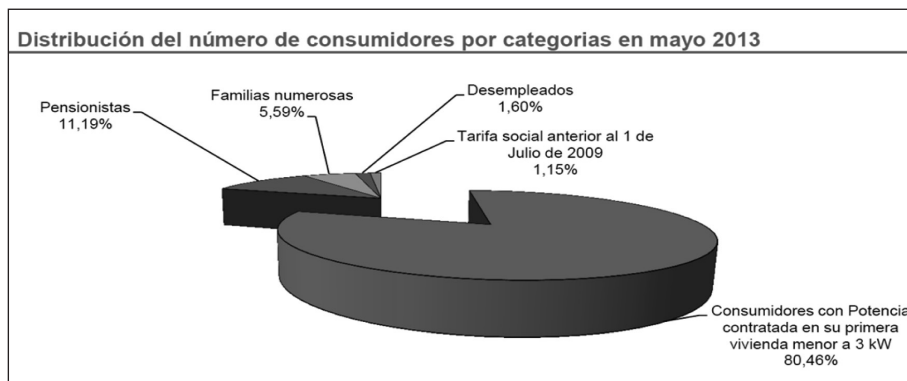
Según el artículo 45 de la Ley del Sector Eléctrico *«serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual»*. Además, añade que *«el bono social resultará de aplicación a los consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que por real decreto el Consejo de Ministros se determinen.»*

Por tanto, la Ley del Sector Eléctrico no entra en la definición propiamente dicha de consumidor vulnerable ni tampoco en la determinación de las medidas específicas para su protección. Cuestión preocupante porque sin una verdadera normativa de protección e información a los consumidores vulnerables se estaría incumpliendo la normativa europea en materia de protección del consumidor.

Respecto al bono social, tampoco se establecen los criterios que garantizan que sus beneficiarios puedan considerarse consumidores vulnerables, ni mucho menos encontrarse en situación de pobreza energética. En mayo de 2013, más de 2,5 millones de personas (2.528.905) estaban acogidas al bono social, según la distribución ilustrada en la Figura 4:

Sin embargo, la nueva regulación del sector eléctrico no ofrece soluciones a los problemas que se producen con respecto a la aplicación del bono social, como por ejemplo los retrasos en su aplicación, el desconocimiento de quién

Figura 4.  
Distribución del número de consumidores por categorías



Fuente: Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos. Septiembre - 2013. CNE.

debe aplicarlo (distribuidoras o comercializadoras), etc. A esto se suman las prácticas comerciales engañosas en las que se cambia el comercializador, imposibilitando así al consumidor a continuar beneficiándose del bono (la legislación vigente impide que puedan volver a tener acceso al mismo).

Desde el punto de vista de las organizaciones representantes de los consumidores y usuarios, es erróneo aplicar el bono social como una ayuda directa al consumo, más bien debería tomar forma de ayuda social a colectivos vulnerables o en situación de pobreza energética, independientemente de su consumo, evitando que este bono social actúe como distorsionador del mercado.

En definitiva, desde las asociaciones de consumidores se reclama una definición de consumidor vulnerable basada en un análisis de los comportamientos sociales, de consumo y otras circunstancias que coloquen a determinados colectivos de consumidores o individuos en situación de vulnerabilidad. Igualmente, se solicita la adopción de medidas concretas para poner fin a esas situaciones de vulnerabilidad y a la situación de pobreza energética. Finalmente, se considera necesario rediseñar el modelo actual de la tarifa social (bono social) como una ayuda social que se ciña a criterios socioeconómicos para favorecer al colectivo que más lo necesita.

Ante tales demandas cabe sacar a colación el Informe *“Vulnerable Consumer Working Group Guidance Document on Vulnerable Consumers”* de noviembre de 2013, desarrollado por un grupo de expertos, representantes de la Comisión Europea, autoridades regulatorias nacionales y europeas, asociaciones de empresas y de la industria, defensores del pueblo de energía, mediadores de empresa, y asociaciones de consumidores, entre otros, y en el que HISPACOOP pudo tomar parte como representantes de los consumidores

españoles. En dicho informe, resultado de discusiones del Grupo de Trabajo de los Consumidores Vulnerables durante los años 2012-2013, se recoge una tabla de factores que pueden influir en la vulnerabilidad de los consumidores. Concretamente, se detallan los posibles factores clave que potencialmente pueden colocar a los consumidores en situación de vulnerabilidad, y a su vez, aquellos otros aspectos que exacerban dicha situación o condición de vulnerabilidad. A continuación, en la Tabla 1, se muestran de forma esquemática la distribución de estos factores y aspectos en cuatro categorías:

Tabla 1.  
Factores influyentes en la vulnerabilidad de los consumidores.

<b>VULNERABILIDAD DE LOS CONSUMIDORES</b>	<b>CONDICIONES DEL MERCADO</b>	<b>CIRCUNSTANCIAS INDIVIDUALES</b>	<b>CONDICIONES SOCIALES</b>	<b>ENTORNO SOCIAL Y NATURAL</b>
<b>FACTORES CLAVE</b>	Nivel de precios	Bajos ingresos	Baja-ocupación	Estado económico
		Salud y discapacidad		
	Nivel de competencia	Acceso a Internet / Habilidades tecnológicas	Tipo de sistema de calefacción	Clima
		Educación: alfabetismo / habilidades numéricas		
<b>ASPECTOS QUE EXARCEBAN</b>	Política de pago de deudas	Edad	Calidad de las viviendas	Gobernanza (local, regional y nacional)
	Prácticas de venta y precontractuales	Monoparentales / Familias numerosas	Eficiencia de equipos	
	Transparencia de facturas y accesibilidad a la información	Desempleados / Jubilados	Situación (zonas rurales)	
	Métodos de pago	Inmigrantes / minorías	Alquiler	Inclusión social
	Sistemas y provisión de servicios – SAC			

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, en dicho documento se abordan las diversas prácticas e instrumentos que estaban empleando y llevando a cabo diferentes Estados miem-



bros para proteger a los colectivos de consumidores vulnerables. Estas medidas sirven de ejemplo como buenas prácticas, por lo que se considera preciso exponerlas resumidamente a continuación, en función de las seis categorías de medidas o políticas puestas en marcha:

A) *Eficiencia energética en el ámbito doméstico (en hogares de consumidores vulnerables)*

- Mejorar el suministro en las viviendas, los sistemas de calefacción y los electrodomésticos, para que sean más eficientes. Ayudas o subsidios para propietarios de casas con bajos ingresos, o la existencia de esquemas en los que el suministrador y distribuidor instauren medidas de eficiencia energética en hogares, cuyo coste es pagado por el consumidor a través de sus facturas de energía.
- Visitas a los hogares: auditorías energéticas gratuitas para que las viviendas sean más eficientes.
- Incentivos para arrendadores y arrendatarios en las viviendas. El objetivo es mejorar la eficiencia de las viviendas con medidas como por ejemplo la reducción de impuestos para los que invierten en eficiencia energética en las viviendas o proveer certificados de eficiencia energética, etc.

B) *Apoyo financiero (ayudar a los consumidores vulnerables para gestionar sus facturas)*

- Apoyo financiero enfocado a las políticas sociales, como protección de colectivos de consumidores con bajos ingresos que tienen que pagar sus facturas de energía, o en hogares monoparentales con niños, con cuidados a tiempo completo o aquellos que están jubilados o desempleados. Se trata de soportes específicos a consumidores de energía, no sólo de gas y electricidad.
- Apoyo financiero en los periodos de frío e invierno para grupos específicos de consumidores (personas mayores y/o discapacitados).
- Tarifas sociales a consumidores vulnerables. Aquí incluiríamos el bono social como medida que se aplica en España.
- Plan de pagos: mecanismos para no cargar intereses en facturas debidas y buscar alternativas para hacer frente a las facturas. Opciones específicas para consumidores vulnerables de elección de tarifas disponibles.

C) *Medidas de protección (para consumidores vulnerables o para evitar la pobreza energética)*

- Medidas de protección para consumidores vulnerables cuando existe mal funcionamiento de los mercados o se producen bajos niveles de competencia.

- Medidas de protección específicas para dichos colectivos sobre métodos de venta agresivos.
- Campañas específicas de concienciación para consumidores vulnerables. Las autoridades deben conocer el status de vulnerabilidad; sin embargo, no siempre los consumidores son conscientes de sus derechos o están cualificados para recibir los beneficios. Por ello, son necesarias las campañas de concienciación.

D) *Información y compromiso (empoderar a los consumidores vulnerables para que se informen sobre el mercado y conozcan sus derechos)*

- Debe ofrecerse información gratuita por las empresas y autoridades regulatorias como organizaciones de consumidores. (La carencia de acceso a los medios apropiados como Internet, puede significar que los consumidores vulnerables salgan perdiendo. Incluso la carencia de educación puede impactar en la capacidad individual para hacer elecciones en el sector de la energía, lo que requiere apoyo adicional. Se debe considerar también a las minorías o inmigrantes por el problema del idioma y la necesidad de traducción de la información).
- Transparencia y facturación. Se busca mejorar la transparencia en la composición de las facturas de los consumidores para incrementar su nivel de concienciación. Buenas prácticas e instrumentos que incluyan provisiones de transparencia en facturas más claras y simples a través de diversos medios, por ejemplo, información obligatoria en facturas; códigos voluntarios sobre prácticas que aseguren una facturación precisa; acuerdos voluntarios con el regulador para hacer más entendibles las facturas de energía, etc.
- Herramientas de comparación de precios y tarifas, y cambio de suministrador. Estas herramientas pueden beneficiar a los consumidores vulnerables (incluso si ello no cambian de suministrador), ya que anima a la competencia. Un ejemplo es el comparador web de la CNMC en España.
- Switching colectivo. Estos esquemas son usados para reducir las facturas de energía de grupos de consumidores, lo que puede beneficiar también a los consumidores vulnerables. (Caso reciente en España ha sido el llevado a cabo por la organización de consumidores OCU a través de una subasta colectiva).
- Puntos de Contacto Único (apoyo a los colectivos de consumidores vulnerables, efectividad y conocimiento de su existencia, bajo los requisitos establecidos en la legislación europea).

- E) *Transparencia e información compartida entre los interesados (ayudar a identificar y/o apoyar a los consumidores en situación de vulnerabilidad)*
- Evitar situaciones de pobreza energética a través del intercambio de información entre empresas, autoridades, etc...
  - Papel de las autoridades regulatorias en la supervisión y control del mercado (en el caso español, está la CNMC). Controlar las prácticas llevadas a cabo por los suministradores, asumir las deudas y revisiones de desconexiones, etc.
- F) *Medidas físicas por parte de la industria (evitando las desconexiones no sólo en los periodos críticos). Medidas físicas que puedan ser usadas para ayudar a los consumidores a gestionar de un modo más transparente sus facturas.*
- Medidas para evitar la desconexión en periodos críticos y gestión pagos de facturas.
  - Medidas para gestionar los pagos de las facturas debidas o aquellas que sean imposibles de pagar por determinados consumidores.
  - Contadores de prepago (prácticas e instrumentos usados en la UE para apoyar a consumidores vulnerables que incluyen la provisión de contadores de prepago).
  - Suministradores de último recurso (disponibles en algunos Estados Miembros para asegurar que los consumidores pueden encontrar la compañía que les provee la energía).
  - Acceso a la red (mejorar el acceso a la red para consumidores que viven en zonas remotas o alejadas).

A modo de conclusión se anima a que muchas de estas medidas puedan ser incorporadas y establecidas en España con el objetivo de proteger al colectivo de consumidores vulnerables, aunque sin duda algunas ya se hayan adoptado, como se ha mencionado previamente.

## 8. AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

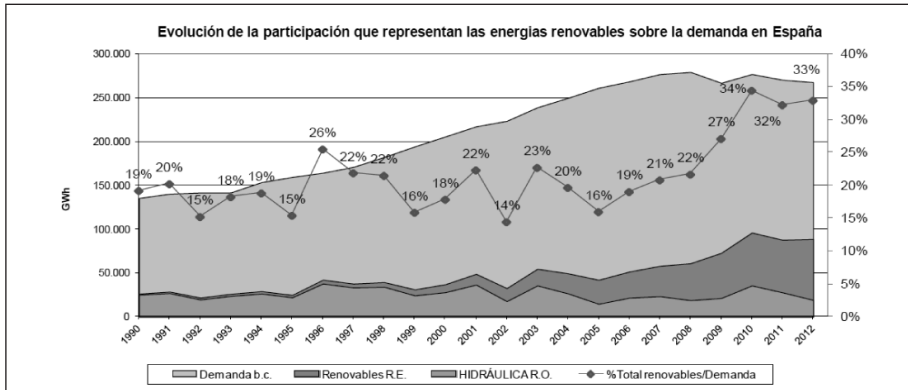
En los últimos 15 años se ha vivido una espectacular evolución de las energías renovables, las cuales han pasado de ser minoritarias a convertirse en una de las fuentes principales de energía del país (Ver Figura 5). Sin embargo, la reforma ha supuesto un cambio radical en el régimen de funcionamiento de éstas, así como de la cogeneración y el aprovechamiento de basuras, penalizándolas o no impulsándolas en cada caso. Con la reforma se rompe la apuesta fuerte por las energías renovables impulsadas hasta ese momento, junto

con el desarrollo tecnológico, el ahorro y la eficiencia energética, frente a las energías que contaminan, incumpliendo, en gran medida, los compromisos adquiridos en el pasado.

Se ha perdido la oportunidad de diseñar un sistema eléctrico con el objetivo de admitir la máxima penetración de las renovables con el consiguiente gradual desmantelamiento de las centrales convencionales. Es, en definitiva, un enfoque erróneo, basado en una planificación energética cortoplacista, y a contracorriente de la tendencia internacional de considerar estas tecnologías como un motor de crecimiento futuro. Se cree que llevará a España a un modelo insostenible y contaminante, basado en la importación de combustibles fósiles cada vez más caros, mientras aumenta la dependencia energética del exterior en España.

Figura 5.

Evolución de la participación de las renovables sobre la demanda española



Fuente: CNE

Al hilo de lo anterior, conviene resaltar la política europea de fomento de la eficiencia energética con planes específicos de ahorro y eficiencia energética, basados en acciones efectivas coste/beneficio. No se debe olvidar en este punto la rehabilitación energética de edificios, y la necesidad de adoptar medidas que fomenten la mejora energética de viviendas. En España se tiene un parque de viviendas muy antiguo y de ahí derivan los déficits energéticos que se producen en el ámbito doméstico. Una mejora energética en el parque de viviendas favorecerá la calidad de vida de los ciudadanos y la creación de empleo.

Con respecto al autoconsumo, la reforma del sector eléctrico distingue dos tipos, aquellos consumidores con autoproducción, a los cuales no se les va a valorar la energía entregada a la red, y aquellos consumidores que generen energía (a través de un generador normal) y que pueda vender los exceden-

tes, siempre a cambio de pagar los correspondientes peajes de generación por dichos excedentes. En ambos casos, dichos consumidores pagarán por el peaje de respaldo por la energía autoconsumida (término de energía del peaje de acceso correspondiente + pagos por capacidad + servicios de ajuste). Se cree que no se ha hecho un adecuado análisis de los factores que hubieran propiciado una correcta implantación del autoconsumo, y que la reforma actual dificulta, e incluso anula cualquier posibilidad para un consumidor doméstico.

En relación a los contadores inteligentes y control de la demanda, es fundamental la puesta en marcha de los contadores “inteligentes” para que el consumidor pueda hacer una gestión responsable de su consumo. Paralelamente, conviene promover y fomentar verdaderas medidas de ahorro y eficiencia energética o planes específicos con acciones efectivas que analicen tanto los costes y los beneficios. Por todo ello, se entiende que debería acelerarse el proceso de implantación de los contadores inteligentes acompañados, eso sí, con las correspondientes medidas adecuadas de información y formación al consumidor sobre su funcionamiento y utilidad. Se cree que la implantación de los contadores inteligentes y el desarrollo de las redes inteligentes incrementará la participación activa de los consumidores en el mercado de la electricidad, si bien, se estima necesario que la sociedad civil conozca el estado de situación del plan de instalación de los contadores, a fin de poder impulsar y adoptar las medidas más adecuadas para su plena instauración y, por ende, la plena utilización por los consumidores domésticos.

### 9. CONCLUSIONES

Finalmente, y a modo de conclusión tras lo anteriormente expuesto, se resaltan los principales aspectos en los que debe avanzar el mercado eléctrico español:

- Se debe alcanzar un verdadero mercado competitivo, donde el consumidor pueda obtener las ventajas de un mercado liberalizado, incluido el ahorro en el precio de la electricidad.
- Es importante dotar de mayor transparencia al mercado, sin manipulación en los precios de la electricidad.
- Ofrecer precios razonables, transparentes y fácilmente comparables para los consumidores sería una buena idea.
- Se debe modificar el sistema de formación de los precios, dotándolo de mayor transparencia y fiabilidad.
- Como ya se ha explicado, es necesario eliminar de la tarifa los costes no relacionados directamente con el coste del suministro eléctrico.
- Deben evitarse las subidas continuadas de los peajes de acceso.

- Es necesario definir un consumidor vulnerable y establecer medidas de protección para los consumidores, en especial, los consumidores vulnerables.
- Hay que tomar medidas específicas para atajar la pobreza energética en nuestro país.
- Es conveniente poner en marcha campañas informativas y formativas sobre aspectos de la reforma (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, comercializadoras de referencia, tarifa plana, etc...).
- Se debe apostar por las energías renovables y favorecer el autoconsumo.
- Resulta necesario implantar adecuadamente los contadores digitales a la vez que se desarrollan campañas y actuaciones de información a los consumidores domésticos para que puedan hacer un consumo eléctrico más eficiente.



15

BIBLIOTECA  
COMILLAS  
Ingeniería

La Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas tiene la vocación de servir al debate y la reflexión acerca de la problemática inherente al suministro energético y su sostenibilidad en el medio y largo plazo, así como su solución y la contribución que a ella brindan las Nuevas Tecnologías Energéticas para asegurar el suministro.

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España desde los años 70 ha editado monografías referidas a temas de actualidad y que contienen la experiencia de un grupo de profesionales de reconocido prestigio interesados en la energía.

Fruto de estos intereses mutuos nació el Seminario Permanente de Tecnologías Energéticas, como un foro de encuentro de los profesionales y académicos del sector energético en el que reflexionar sobre las posibles soluciones tecnológicas al problema energético. Este volumen, **El sistema eléctrico español. Implicaciones de la reforma energética**, continúa las publicaciones del Seminario con las que se pretende presentar a la sociedad las soluciones técnicas disponibles para el abastecimiento energético para que ésta pueda formarse un juicio crítico sobre las mismas.

Patrocina la Cátedra

