

04|2017

INFORME EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA



CONSEJO
ECONÓMICO
Y SOCIAL
ESPAÑA

NÚMERO 04|2017

COLECCIÓN INFORMES

INFORME 04|2017
EL SECTOR ELÉCTRICO
EN ESPAÑA

CONSEJO ECONÓMICO Y SOCIAL **ESPAÑA**
DEPARTAMENTO DE PUBLICACIONES
NICES: 742-2018

Colección Informes

Número 04/2017

La reproducción de este informe
está permitida citando su procedencia.

Primera edición, marzo de 2018

Informe elaborado a iniciativa propia por el Consejo Económico
y Social, conforme a lo dispuesto en el artículo 7.1.3 de la Ley 21/1991,
de 17 de junio, de Creación del Consejo Económico y Social. Aprobado
en la sesión ordinaria del Pleno del día 20 de diciembre de 2017.

Edita y distribuye

Consejo Económico y Social

Huertas, 73

28014 Madrid. España

T 91 429 00 18

F 91 429 42 57

publicaciones@ces.es

www.ces.es

ISBN 978-84-8188-373-2

D.L. M-7104-2018

Imprime

ADVANTIA, Comunicación Gráfica, S.A.

Sesión ordinaria del Pleno de 20 de diciembre de 2017

INFORME 04|2017 EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA



ÍNDICE

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO I. EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA	13
1. IMPORTANCIA DEL SECTOR EN LA ECONOMÍA Y EN LA SOCIEDAD	15
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA. REGULACIÓN NORMATIVA	17
2.1. De los PEN al Marco Legal Estable	19
2.2. Liberalización del sector: protocolo eléctrico de 1996 y Ley 54/1997	23
2.3. Evolución de la liberalización y crecimiento del déficit tarifario hasta 2012	26
2.4. La Ley del Sector eléctrico de 2013	29
CAPÍTULO II. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. PRINCIPALES ELEMENTOS PARA SU VALORACIÓN	34
1. LAS GRANDES CIFRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA ACTUALIDAD	35
1.1. Fuentes de generación	36
1.2. Mercado mayorista	42
1.3. Transporte	46
1.4. Interconexiones y mercado único de la electricidad	48
1.5. Distribución y suministro	53
2. EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD. LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	56
2.1. Estructura del precio de la electricidad	56
2.2. Crecimiento de los precios de la electricidad en España	67
3. CONSUMO ELÉCTRICO	69
3.1. La electricidad como <i>input</i> productivo: efectos sobre la competitividad	69
3.2. Consumo eléctrico de los hogares. Aspectos sociales	74

3.3. Consumidores vulnerables	80
3.4. Autoconsumo y generación distribuida	85
CAPÍTULO III. RETOS Y OPORTUNIDADES	89
1. CAMBIO CLIMÁTICO Y DESCARBONIZACIÓN	91
2. COMPROMISOS COMUNITARIOS: PAQUETE DE INVIERNO	96
3. “TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA”	100
3.1. Hacia una transición energética	100
3.2. Situación del sector eléctrico	105
4. INNOVACIÓN Y DIGITALIZACIÓN	108
CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS	112

INTRODUCCIÓN

A la importancia de la energía para el desarrollo social y económico, en su doble papel de insumo productivo y de bien de primera necesidad, la energía eléctrica añade su carácter insustituible en la mayor parte de las innovaciones científicas y tecnológicas actuales, en especial en el campo de la denominada digitalización. Pues bien: en este momento el sector eléctrico español afronta un proceso de transición de amplio calado, enmarcado en una estrategia general de sostenibilidad climática y energética que implica modernizar la economía e impulsar las inversiones en los sectores relacionados con la energía limpia.

El proceso de descarbonización, fijado como objetivo europeo y como compromiso internacional, debería culminarse en 2050 con una reducción global de al menos un 80 por 100 de las emisiones GEI en la Unión Europea. En esta perspectiva el sector eléctrico es clave, dado que por un lado genera una parte imparable de las emisiones, pero por otro concentra buena parte de la innovación tecnológica en la incorporación de fuentes renovables y generación sin emisiones; esta centralidad se refuerza, asimismo, al observar que las innovaciones de otros sectores –como el automóvil y en general el transporte– destinadas a la reducción de emisiones están centrándose en el uso de equipos eléctricos.

Más a corto plazo, en concreción para la Unión Europea del Protocolo de Kioto, el Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático establece objetivos a alcanzar en el año 2020 en materia de energía renovable, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (el conocido paquete 20/20/20). Dentro del mismo, la generación de electricidad está sujeta al objetivo de lograr en 2020 una reducción de sus emisiones del 21 por 100 respecto a sus niveles del año 2005, sin que exista un reparto de esfuerzo entre los Estados miembros. Para 2030, en traslación del Acuerdo de París, el Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030 de la Unión Europea (“Marco 2030”) permite prever para esa década, aunque aún no se trate de objetivos cuantitativos cerrados, un esfuerzo de gran magnitud, debiendo alcanzarse al menos una reducción de un 40 por 100 de GEI sobre 1990; en el caso del sector eléctrico, adicionalmente, la consecución del mercado interior de la electricidad exigirá elevar hasta el 15 por 100 las interconexiones de electricidad, en particular para los Estados Bálticos y la península ibérica.

En este horizonte el sector eléctrico deberá asumir el reto manteniendo un suministro seguro, sostenible, asequible y competitivo, capaz de contribuir a la reducción del impacto negativo de la energía sobre el saldo exterior de la economía. Se trata de lograr, en el contexto de un mercado europeo de la electricidad más cohesionado en normas y mercados y con un mayor volumen de interconexiones físicas, un mix energético equilibrado que conjugue la generación renovable, esencial para reducir las emisiones de CO₂, con el resto de tecnologías de generación; y se trata de adoptar para ello decisiones moduladas en el tiempo, coherentes entre sí y medidas en cuanto al esfuerzo relativo y la viabilidad económico financiera de los procesos inversores.

Pero es que, además, el sector cuenta en España con una compleja regulación que afecta a todas sus actividades, desde la generación hasta la comercialización y suministro y, a día de hoy, algunos problemas que afectan al sector subrayan la necesidad de analizar en profundidad esta regulación y adoptar en su caso reformas adecuadas. Entre otros, son visibles en los años más recientes tensiones en el mercado, inseguridad jurídica en ciertas inversiones y volatilidad de los precios. Ello afecta sin duda a las actividades económicas que consumen electricidad como input y a los consumidores domésticos, en especial a los grupos más vulnerables, dado su carácter de bien de primera necesidad. Además, dificulta los procesos inversores en el sector, puesto que no permiten una valoración adecuada de los flujos de caja futuros y, por consiguiente, de su rentabilidad.

De ahí el doble interés de acometer un informe sobre el sector eléctrico en España en este momento: su marco regulatorio requiere reformas para solucionar problemas actuales, pero también para dar respuesta a los retos que se dibujan para el futuro. Y estas reformas debe hacerse de manera que puedan aprovecharse las oportunidades que se perfilan en el proceso de transición.

Algunas de las principales cuestiones que se plantean son la viabilidad económico-financiera de la elevada inversión en nueva capacidad renovable, el papel de la generación con fuentes no renovables en la garantía de la seguridad de suministro del sistema eléctrico, o la formulación de una fiscalidad ambiental capaz de orientar correctamente el mercado. Por otro lado, es necesario preservar en pie de igualdad con el objetivo ambiental el cumplimiento de los grandes objetivos económicos y sociales, de manera que se hace imprescindible abrir una amplia reflexión sobre las cuestiones económicas, laborales y sociales concernidas por esta transición, necesidad que se subraya habitualmente a través de la denominación como “transición justa”.

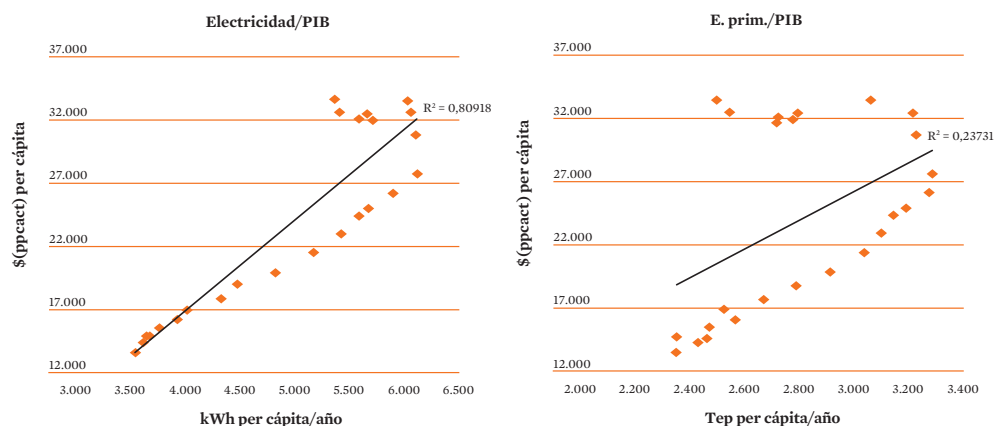
CAPÍTULO I

EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

1. Importancia del sector en la economía y en la sociedad

La energía es un elemento central en el desarrollo social y económico, en su doble papel de insumo productivo y de bien de primera necesidad. A ello se añade, en el caso de la energía eléctrica, su carácter insustituible como fuente de energía en la mayor parte de las innovaciones científicas y tecnológicas actuales. Para apoyar estas ideas basta observar la relación entre consumo de electricidad y crecimiento económico en los últimos 25 años en España, apreciablemente más estrecha y sostenida que la que se encuentra al atender a la variación conjunta de la economía y el consumo de energía primaria. En ambos casos es visible un desacoplamiento en el último periodo, en relación con la crisis económica, pero el de energía eléctrica es menor y más ajustado al periodo de crisis (gráfico 1).

GRÁFICO 1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA, CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y PIB POR HABITANTE EN ESPAÑA: EVOLUCIÓN CONJUNTA ENTRE 1990 Y 2016
(Respectivamente en Tep, kWh y \$ en PPC 2014)



Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial.

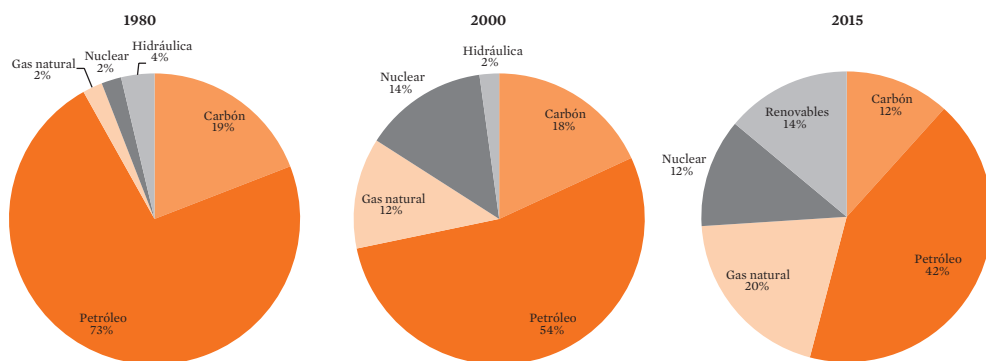
En la actualidad el sector eléctrico supone casi una cuarta parte del consumo de energía final en España, solo por detrás de los productos petrolíferos, que constituyen algo más de la mitad del total. Desde el punto de vista de la actividad económica, en nuestro país el peso directo del sector eléctrico se cifra en la actualidad, de acuerdo con el valor de las

actividades de producción y distribución de energía eléctrica, en torno al 2 por 100 del PIB, con una aportación a la formación bruta de capital fijo ligeramente por encima del 1 por 100¹. El volumen de empleo en el sector se situó en torno a 80.000 personas en 2016, siendo un empleo significativamente más estable (un 15 por 100 de temporalidad frente a un 26 por 100 en el total de los asalariados), más cualificado y con retribuciones más altas que el promedio; este volumen de empleo, por lo demás, apenas se ha visto afectado por la crisis, como muestra el ligero saldo positivo del periodo 2007-2013².

Como actividad tractora, la apuesta europea por mantener el liderazgo tecnológico evolucionando hacia una economía baja en carbono (plasmada en el denominado *Winter Package*, o Paquete de Invierno) presenta para el sector eléctrico amplias oportunidades de desarrollo tecnológico capaces de impulsar mejoras de la competitividad y el crecimiento en el conjunto de la economía. En este sentido, cabe adelantar la evolución descendente de las emisiones asociadas a la generación (que se explicarán más adelante), que atestigua el esfuerzo en diversificación y mejora de la eficiencia acometido.

Es importante subrayar, además, que en una perspectiva temporal amplia, el sector eléctrico ha sido determinante en la configuración de un reparto de fuentes primarias más equilibrado en la economía española (gráfico 2). En paralelo a una mayor elec-

GRÁFICO 2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES EN ESPAÑA, 1980-2015
(Porcentajes)



Nota: el consumo de energía primaria se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

Fuente: SEE, Estadísticas y balances energéticos, *Libro de la Energía en España* (ediciones 2001 y 2015).

NOTAS

- 1 Datos de 2015: INE, *Contabilidad Nacional de España* base 2010.
- 2 Datos de la *Encuesta de Población Activa*; el promedio para el total de la rama 35 de la CNAE-11 ("Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado") se situó en 83,6 miles de personas. La tasa de temporalidad en un 15 por 100.

trificación³, se ha reducido sustancialmente desde los años ochenta la fuerte dependencia del petróleo: en 1980 este supuso el 73 por 100 del consumo de energía primaria; en el año 2000, el 54 por 100; en 2015, el 42 por 100. Ello ha permitido, a su vez, mejorar el cumplimiento de los otros dos grandes principios que, además de la sostenibilidad ambiental, debe cumplir la energía, que son la garantía de suministro y la sostenibilidad financiera.

2. Descripción general del sistema. Regulación normativa

La energía eléctrica se obtiene a partir de la aplicación de distintas tecnologías a las fuentes de energía primarias –o fuentes de generación– que existen en la naturaleza: combustibles (fósiles o procedentes de biomasa y, aunque el proceso no sea propiamente una combustión, minerales a partir de los cuales se elaboran los elementos empleados para producir la reacción nuclear en el proceso de fisión), agua, viento, sol, etc. En función de su disponibilidad, según existan de forma limitada o no en la naturaleza, estas fuentes de energía se clasifican como renovables y no renovables.

De acuerdo con la definición oficial, el suministro de energía eléctrica consiste en la entrega de esta a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. Las principales actividades son:

- Generación, esto es, la producción de energía eléctrica.
- Transporte, o transmisión de energía eléctrica por la red, utilizada con el fin de suministrarla a los distintos sujetos y para la realización de intercambios internacionales. Dicha red de transporte comprende en el sistema peninsular (en las islas el transporte se realiza a tensiones inferiores) la red primaria (instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kV) y la de transporte secundario (hasta 220 kV). Asimismo, las instalaciones y sistemas de interconexiones internacionales, y las correspondientes a los territorios insulares y extrapeninsulares.
- Distribución, transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.
- Comercialización, actividad desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como

3 La electrificación se evidencia en el paso del 15 por 100 de la electricidad en el consumo de energía final en 1980 al 24 por 100 en el año 2015.

función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente.

Lo anterior evidencia el carácter de red o, si se prefiere, de sistema, que presenta el suministro de electricidad. Ello se debe, por lo demás, al carácter no almacenable de esta energía, de manera que en cada momento su consumo implica a todos los elementos físicos involucrados en su suministro, desde la generación hasta la red doméstica de cableado.

Durante la mayor parte del siglo xx, el carácter de monopolio natural que presentaban el transporte y la distribución de electricidad y la presencia en la generación, en función de las fuentes y las tecnologías disponibles, de importantes economías de escala, condicionaban la necesidad de organizar y regular el suministro. En la mayoría de los países europeos esto llevó a la configuración de un monopolio estatal, que dominó el panorama regulatorio hasta el inicio del mercado único europeo de la electricidad. En España, como ya se ha dicho, el sector se componía de unas pocas empresas, caracterizadas por una importante estructura vertical, y que ejercían monopolio en las distintas regiones.

A raíz de la orientación comunitaria para la introducción de competencia en el sector, plasmada en la Directiva 96/92/CE, sobre Normas comunes para el mercado interior de la electricidad (“Primer Paquete” del Mercado Interior), se inició una nueva organización de este, obligando a la separación de negocios (esto es, terminando con la integración vertical de las empresas) y estableciendo una división entre actividades reguladas (que son monopolios naturales) y no reguladas, así como mecanismos de mercado y subastas para la fijación de precios, en particular en los segmentos mayoristas y para el consumo final, industrial y doméstico.

La norma básica vigente en la actualidad es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico. No obstante, para su cabal comprensión y valoración es importante recordar la evolución del marco regulatorio, que es en buena medida la propia historia del sector en España desde los años ochenta hasta la promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, que fue el instrumento para la adecuación del ordenamiento español a los objetivos y mandatos de la Directiva de 1996.

El balance de toda esta evolución normativa debe reconocer, en primer lugar, una importante reducción del grado de concentración de la oferta y un claro avance de la liberalización en el mercado mayorista, como atestiguan los indicadores usualmente utilizados para la medición de estas variables⁴: el denominado índice de Herfindal-Hirschman (HHI) alcanza desde 2009 un valor inferior a 1.500 puntos (calculado teniendo en cuenta

4 Los indicadores utilizados por la Unión Europea para el mercado mayorista son el índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), que mide el grado de concentración en el mercado, y el denominado índice de pivotalidad, que indica si existe algún operador en el país imprescindible para cubrir la demanda.

En el mercado minorista, además del índice HHI, los dos indicadores más utilizados son el porcentaje de suministros en el mercado libre y el *switching*, o tasa de cambio de suministrador.

La Unión Europea estima improbable que haya problemas de competencia horizontal cuando el HHI sea menor de 2.000 y la pivotalidad o cuota de mercado de la empresa más grande sea inferior al 25 por 100.

la potencia disponible de generación en zona española), concretamente 1.425 en 2015, significativamente mejor a la referencia fijada por la Unión Europea como umbral de competencia, y la cuota del primer suministrador se sitúa en el 25 por 100 en 2015, cinco puntos menos que en 2009.

En el mercado minorista el balance es positivo pero modesto, situándose los últimos datos disponibles (de 2017) en 17,1 millones de consumidores suministrados en el mercado libre, lo que supone el 59 por 100 de los puntos de suministro frente a un 47 por 100 en 2014. La tasa de *switching* se sitúa por encima del 10 por 100 (11,4 por 100 en términos interanuales en el primer trimestre de 2017), con 882.000 consumidores que han sustituido su suministrador de último recurso por un comercializador libre, y 3,3 millones de cambios entre comercializadores libres. No obstante, y pese a un progresivo descenso, la cuota de las cinco mayores comercializadoras es un 89,5 por 100 de los puntos de suministro, siendo estas además las pertenecientes a los cinco grupos energéticos tradicionales.

También aquí el índice HHI para el mercado libre minorista se ha ido reduciendo progresivamente hasta situarse por debajo de los 2.000 puntos en los segmentos industrial y pymes, pero en el caso de consumidores domésticos aún muestra valores cercanos a los 3.000 puntos, siendo esta una de las grandes cuestiones pendientes para el futuro diseño regulatorio del sector⁵.

2.1. DE LOS PEN AL MARCO LEGAL ESTABLE

En esta regulación cabe citar tres amplias etapas. La primera corresponde a una competencia casi exclusiva del Estado en todas las decisiones concernientes al sector de la energía, plasmada sobre todo en los denominados planes energéticos nacionales (PEN, entre 1975 y 1983), en buena medida diseñados para atender a una demanda creciente y con el trasfondo de las crisis del petróleo de los años setenta. Estos planes, de carácter decenal, mostraron un fuerte sesgo de oferta y, aunque redujeron la dependencia energética del exterior y mejoraron sustancialmente la garantía de suministro, presentaron graves problemas financieros.

En apenas cinco años (entre 1980 y 1985) se añadieron al parque de generación 5.112 MW de potencia en nuevas térmicas de carbón y 4.695 MW en centrales nucleares; esta adición evidencia, dados los plazos de ejecución de las obras para la puesta en funcionamiento de tales instalaciones, la aplicación de un fuerte esfuerzo inversor en los años previos, coincidentes con los momentos de mayor impacto sobre la economía española de las crisis del petróleo.

*Un fuerte esfuerzo inversor
en condiciones adversas*

5 Todos los datos aportados en el texto están tomados de la CNMC. Para los índices HHI y pivotalidad: *Informe de supervisión del mercado peninsular de producción de energía eléctrica. Año 2015*. IS/DE/025/16. Diciembre de 2016. Para el paso a comercializador libre y tasa de *switching*: *Informe de supervisión de los cambios de comercializador primer trimestre 2017*. IS/DE/014/17, 14 de septiembre de 2017.

Este esfuerzo corrió a cargo de las compañías eléctricas que, a diferencia de lo ocurrido en los países de nuestro entorno (donde se empezó antes y donde el modelo dominante era el monopolio público), conformaban un oligopolio integrado verticalmente, con una porción mayoritaria de capital privado, compuesto en concreto de diez grandes empresas privadas y una pública; la inversión se llevó cabo básicamente a través de endeudamiento, y ello terminó desencadenando graves problemas financieros en las compañías, toda vez que a una política sostenida de reparto de dividendos se sumó la escasez y el mayor coste relativo de la financiación ajena nacional, de forma que se recurrió en gran medida a crédito exterior denominado en divisas, sobre el que impactó además la fuerte devaluación de la peseta en los primeros años ochenta. A ello se añadió el efecto negativo acumulado de unas tarifas en las que no se reconocía la totalidad de los costes de generación.

Dicho de otra forma, las crisis del petróleo provocaron la necesidad de pasar a una generación que evitara la excesiva dependencia de los derivados del petróleo, incrementando las instalaciones de carbón nacional e importado e incorporando la nueva tecnología nuclear, lo cual comportaba un fuerte proceso inversor –obligado por el contenido de los PEN– en condiciones adversas, precisamente por los impactos de las crisis. El proceso se llevó a cabo sin un incremento acorde de las tarifas, sometidas a regulación estatal, toda vez que el objetivo de reducir la inflación determinó que los incrementos tarifarios fuesen casi siempre inferiores al incremento general de los precios. Así, se consiguió reducir la dependencia del petróleo, pero al mismo tiempo se impulsó la generación de un déficit acumulado de tarifas que ponía en cuestión la propia viabilidad en conjunto del sistema eléctrico.

Para ilustrar la magnitud de este proceso basta señalar que las inversiones entre 1980 y 1986 fueron superiores a 500.000 millones de pesetas (3.000 millones de euros)/año; mientras, la cotización del dólar se incrementó en un 158 por 100, y las tarifas eléctricas partían de una situación de descenso real muy abultado, del 20 por 100 entre 1973 y 1979. El déficit se acumuló en los balances de las empresas sustancialmente en forma de “mayor importe de la inversión en obra en curso”, provocando con ello el deterioro del activo⁶.

En respuesta a esta situación se abrió lo que sería la segunda etapa regulatoria, correspondiente al denominado Marco Legal Estable (MLE), que pretendía poner fin a los problemas financieros del sector, y que precedió a la etapa liberalizadora, que se extiende hasta la actualidad.

El MLE surgió para afrontar la delicada situación financiera que presentaban las compañías a la altura del año 1980, a la que se había sumado el impacto de la moratoria nuclear (pese al consenso que muestran los estudios especializados en resaltar que obedeció no solo a una decisión política sobre este tipo de combustibles sino también al exceso de capacidad instalada que habían producido los anteriores planes decenales).

6 Rivero, P., «Antecedentes y visión global de la reforma eléctrica en España (una reflexión)», en *Cuadernos de Energía* núm. 44 (Club Español de la Energía/Deloitte/Garrigues, enero 2015).

En mayo de 1983 se firmó un primer protocolo, entre el Gobierno y las empresas del sector eléctrico, en el que se reconocía que el deterioro de la situación

*Protocolo de 1983 y revisión
del PEN 83*

financiera de las empresas era ajeno a la gestión y por el que se garantizaba un aumento de las tarifas, el establecimiento de un plan de saneamiento para el sector, y la apertura de un proceso de fusiones y tomas de control. Asimismo, para racionalizar los costes de generación, se impuso la coordinación a corto plazo entre las empresas del sector mediante la programación unificada de la explotación del parque, cambio que se plasmó en la nacionalización de la red de transporte de alta tensión y la creación de Red Eléctrica de España como gestora del servicio.

Más en concreto, las bases principales de ese primer protocolo de 1983 fueron tres acuerdos: la nacionalización negociada de la red de transporte mediante la creación de Red Eléctrica Española (REE)⁷; la revisión del PEN 83, en el que se incluiría la moratoria nuclear y la realización de las inversiones allí previstas; y la aplicación de una política tarifaria que permitiera asegurar una rentabilidad suficiente y la amortización de las inversiones. Como soporte jurídico se incluyó un capítulo de reformas institucionales en el nuevo PEN 83, aprobado en mayo de 1984.

En desarrollo de los acuerdos se realizó un análisis conjunto sobre la situación económico financiera de las empresas, a partir del cual se concluyó que la política tarifaria podría no bastar para el saneamiento de los balances de todas las empresas, lo que motivó un acuerdo sobre intercambio de activos entre las empresas de peor y mejor situación financiera y una serie de operaciones corporativas de fusiones, compras y absorciones. El Plan de Intercambio de Activos propuesto por UNESA y aceptado por el Ministerio comportaba un importe de movimientos cercano al billón de pesetas, e incluía activos físicos (centrales nucleares, de carbón e hidráulicas, terrenos e instalaciones de distribución) y activos financieros (acciones y participaciones).

Tras la reordenación se acordó un segundo protocolo empresas-Gobierno orientado a actuaciones para el medio y largo plazo del sector, por el que se realizó una amplia auditoría de los activos de las empresas para fijar en cada caso los valores de la inversión que la política tarifaria permitiría recuperar a lo largo de la vida útil de los activos, lo llamados “valores estándar homogeneizados y auditados”. A partir de ahí, se acordó el sistema tarifario para garantizar la remuneración de esos valores y de las nuevas inversiones previstas en el PEN.

*El segundo protocolo:
valores estándar auditados
y reordenación de activos*

Por otro lado, en el sector público se creó el grupo Endesa, para agrupar las participaciones del INI en el sector y para hacerse cargo de activos que no alcanzarían la viabilidad

7 Sobre la base de la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, de Explotación unificada del sistema eléctrico nacional.

suficiente para acometer el plan de inversiones en curso incluso con la nueva política tarifaria. Se acordó el pago a Endesa de una compensación en un pago único (por valor de 75.000 millones de pesetas) a cambio de su participación en el mercado en igualdad de condiciones con el resto de las eléctricas, así como de un plus o factor especial de retribución del 10 por 100 a cambio de su asunción de empresas y activos sin viabilidad suficiente. En un tercer protocolo se acordó la incorporación del gas al sistema eléctrico para fortalecer la diversificación, aprovechar la ventajas en eficiencia de la nueva tecnología de ciclos combinados y las ventajas financieras derivadas de los contratos de suministro gasístico.

La culminación de la reforma del marco regulador desde 1983 fue la aprobación del nuevo sistema tarifario, que es lo que se denominó Marco Legal Estable, en 1987. El nuevo sistema establecía la recuperación de las inversiones a través de un sistema de anualidades

Marco Legal Estable: el nuevo sistema tarifario de 1987

fijas a lo largo de la vida útil, evitando elevaciones bruscas de la tarifa. En segundo lugar, trataba de fomentar la eficiencia a través de la estandarización de costes, como vía para

incentivar a las empresas a prestar un servicio más barato y así incrementar su beneficio. Por último, definió un procedimiento transparente para la actualización de los costes reconocidos por la tarifa eléctrica.

El MLE se basaba, a grandes rasgos, en tres principios: planificación pública, explotación obligatoria, y tarifas únicas, con un sistema de transporte y despacho centralizados. Con objeto de evitar el sistema de compensaciones, manteniendo una tarifa **única nacional**, se procedió a adoptar una regulación al coste del servicio, de manera que para cada empresa se modulaba la **relación entre ingreso y recaudación tarifaria, garantizando a cada una de ellas un nivel de ingresos igual a los costes incurridos más una retribución dada sobre los capitales invertidos**. Para evitar efectos negativos sobre la eficiencia, se introdujo un sistema de incentivos consistente en el establecimiento para cada una de las empresas de un sistema de costes de referencia, calculados en un año base con criterios homogéneos y cuya evolución en el tiempo se relacionaba con la variación del nivel general de precios de la economía y con la revisión anual de algunos parámetros; el incentivo estribaba, así, en que las empresas podrían beneficiarse de las disminuciones de sus costes reales respecto del estándar establecido y, dada la estabilidad de las tarifas, podrían acometer planes para lograr esa reducción de costes en un horizonte temporal adecuado.

Los problemas financieros fueron superados gracias a la estabilidad regulatoria que aportó el MLE y al citado proceso de concentración empresarial e intercambio de activos que redujo a cuatro los grupos eléctricos. En cambio, el incremento de la capacidad instalada fue menor, primero por el exceso de capacidad existente generado por los PEN anteriores y después por la nueva desviación de las estimaciones sobre la demanda de energía, finalmente menor que la prevista debido a la crisis de los primeros años noventa. En los diez años del MLE se instalaron 2.518 MW (descontando las dos centrales nucleares que entraron en funcionamiento en 1988, cuya planificación correspondió a los PEN).

No se desarrollaron condiciones específicas de retribución e incentivos de los servicios prestados por REE, que ni siquiera llegó a la aplicación de costes estándar de manera similar al del resto del sistema, retribuyéndose de manera directa por un valor fijado por la Administración. Asimismo, se mantuvo en suspenso el tratamiento definitivo del efecto de la moratoria nuclear sobre las inversiones en curso, ciñéndose al provisional para compensar a las empresas que habían iniciado estas.

Entre los aspectos problemáticos quizá el más significativo fue la aparición de dos circunstancias asociadas al sistema de retribución e incentivo basado en costes estándar, circunstancias que marcaron el panorama del sector hasta hace relativamente poco tiempo: Por una parte, la igualación que suponía el nuevo sistema de retribución al coste estándar perjudicaba a los activos con menores costes de generación y/o con mercados más dinámicos; por otra parte, el incentivo también lo era a aumentar el poder de mercado y, así, la capacidad de presión para el aumento de los valores reconocidos como base de la retribución. Al final del periodo del MLE, en 1997, el 84 por 100 de la capacidad de generación correspondía a dos empresas (Endesa e Iberdrola).

2.2. LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR: PROTOCOLO ELÉCTRICO DE 1996 Y LEY 54/1997

Ya desde los primeros años noventa comenzó a modificarse el MLE en algunos aspectos, dados los nuevos objetivos lanzados desde la entonces CEE para la consecución de un mercado único de bienes y servicios. La nueva política de

La consecución del mercado interior europeo: nuevo marco para el sector eléctrico

mercado interior tenía como bases generales la introducción de competencia en todos los sectores y la libertad de importación y exportación en toda la Unión Europea. Esto se tradujo, para el sector eléctrico, en la aprobación de varias normas relevantes, entre ellas la Directiva 90/547/CEE, relativa al transporte de electricidad por las grandes redes, y la Directiva 96/92 CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

En España, al final de 1994 se aprobó la LOSEN⁸, que pretendía la “introducción de elementos de competencia y competitividad en la implantación de nuevas instalaciones eléctricas” y mandaba la separación de negocios, de manera que se pudiera regular de manera distinta “aquellas que constituyen un monopolio natural y las que pueden ejercerse en condiciones competitivas, así como establecer la remuneración más adecuada a cada una de ellas”. Se establecieron, así, el llamado sistema integrado, para las empresas convencionales, y el sistema independiente, para las renovables, la cogeneración y la autoproducción, que operarían en un mercado abierto. Pero bien pronto, con la aprobación de la Directiva 96/92 CE, fue evidente que era preciso un nuevo cambio en la regulación del sector.

8 Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del sistema eléctrico nacional (LOSEN).

Así se inició la gestación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico (LSE), que constituye todavía la base del marco legislativo del sector eléctrico español, incluso tras las numerosas modificaciones aprobadas desde entonces (cuadro 1) e incluso tras la promulgación de la nueva Ley en 2013, toda vez que esta no alteró sustancialmente ese marco.

Protocolo eléctrico de diciembre de 1996

La Directiva de 1996 fijó una serie de normas comunes (recuadro 1) con el objetivo de iniciar un proceso más decidido de liberalización europea del sector, mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

A partir de ella, y todavía bajo el MLE, se fueron asumiendo las implicaciones del nuevo modelo y se inició un amplio proceso de diálogo sectorial a partir del cual se alcanzó la firma en diciembre de 1996 de un nuevo protocolo entre el sector y el Gobierno, que sentó las bases de la nueva Ley.

Asimismo, aunque la privatización de Endesa se inició mucho antes (con la oferta pública de venta [OPV] de 1988 por la cual el Estado redujo su participación al 75 por 100 y comenzó a cotizar en Bolsa, y con la venta de otro 9 por 100 adicional en 1994), a partir de este momento se terminó el proceso, con la salida al mercado del 25 por 100 en 1997 mismo año y el resto al año siguiente, coincidiendo con la puesta en funcionamiento del nuevo diseño de mercados previsto en la Ley.

RECUADRO 1. LÍNEAS BÁSICAS DE LA DIRECTIVA 96/92 CE SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD

Liberalización del segmento de generación y libertad de instalación de centrales de generación.
 Libertad de acceso de terceros a las redes de transporte y de distribución (ATR).
 Gestión independiente de la operación del sistema y de la red de transporte.
 Separación, al menos contable, de la actividad eléctrica en generación, transporte, distribución y comercialización.
 Libertad progresiva de elección del suministrador por parte de los clientes.
 Libertad de importación y exportación en toda la Unión Europea.

La Ley 54/1997. El mercado eléctrico

Conforme a la Directiva, la LSE de 1997 básicamente procedió a la creación de instrumentos necesarios para la liberalización: separación de las actividades reguladas (transporte y distribución) y libres (generación y comercialización); privatización parcial y entrada en bolsa (con garantías sobre concentración del accionariado) de REE, que de manera novedosa en Europa quedaba configurada como gestor independiente del nuevo sistema; implantación del ATR o libre

acceso de terceros a la red. Y asimismo de instrumentos para el desarrollo paulatino de los mecanismos de mercado en el sistema eléctrico: creación del Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) como operador del mercado de ofertas y demandas de generación; y establecimiento –por tramos– de clientes progresivamente capaces de ejercer acceso libre al mercado; supresión también paulatina de tarifas administradas.

Posteriormente, la Ley de Hidrocarburos de 1998 creó la Comisión Nacional de la Energía, que pasó a ser también para el sector eléctrico el órgano encargado de mediar en eventuales conflictos entre las partes y para velar por la libre competencia en el sector, sustituyendo al anterior organismo regulador (la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico) creado en la LOSEN de 1994. Asimismo, tras acuerdo entre los dos países se creó el MIBEL, mercado ibérico de electricidad, con integración paralela de operadores del sistema y mercado de España y Portugal, como plasmación del mercado europeo regional entre ambos.

El mercado, como elemento central de la Ley, se organizó en torno a un mercado mayorista *spot* (o mercado “al contado”) y, en paralelo, de un mercado a plazo, permitiendo la firma de contratos bilaterales a corto y largo a través del correspondiente operador del mercado o de forma independiente en los denominados mercados OTC (mercados *over the counter*, donde los agentes negocian directamente sus contratos).

Para el funcionamiento efectivo del mercado *spot* se creó una secuencia de 24 subastas, una para cada hora de suministro, de concurrencia obligada y efectuadas el día anterior al del suministro, y una secuencia de seis subastas en el propio día de la entrega, para permitir un mejor ajuste de posiciones de oferta y demanda. En función de las ofertas de venta y compra presentadas, respectivamente, por los generadores y por los comercializadores y consumidores cualificados, el operador del mercado adjudica cantidades y determina un precio único común determinado por la casación de oferta y demanda para esa hora, de manera que se trata de un mecanismo de fijación marginalista, ya que es la última unidad añadida en oferta y demanda las que igualan su precio⁹, y a este se retribuyen todas las unidades ofertadas.

Una vez terminado el proceso de subastas, se encomendó al operador del sistema (REE) determinar la viabilidad técnica, de acuerdo con las restricciones impuestas por la red de transporte, del plan de producción resultante del mercado. Tras las eventuales variaciones impuestas por la aplicación de estas restricciones técnicas operarían mercados de balance también creados por la nueva normativa para gestionar la energía en tiempo real, tras cuyo ajuste se obtenía el resultado total para el día del mercado *spot*.

Este es, en esencia, el funcionamiento del mercado eléctrico aún hoy, con un desarrollo en el cual en torno al 80 por 100 del suministro mayorista se negocia en el mercado *spot*.

9 Como se explicará más adelante, con la posterior integración del mercado ibérico de electricidad el proceso de casaciones integra las posiciones de venta y compra de los agentes españoles y portugueses.

CTCS y ajustes complementarios

Como contrapartida a la introducción de la competencia, se estableció, de acuerdo con el protocolo empresas-gobierno de di-

ciembre de 1996 que se acaba de citar, un periodo de diez años en el que, hasta el pleno funcionamiento del nuevo sistema, se garantizaba a las empresas la cobertura de los costes derivados del proceso, fundamentalmente la amortización de las inversiones realizadas en las centrales de generación en funcionamiento, con un máximo fijado de antemano (1,73 billones de pesetas) y siempre que los precios de mercado no alcanzaran en cada año el umbral de 6 pesetas por kilovatio hora. Este es el origen de los llamados costes de transición a la competencia (CTCs), componentes de la factura eléctrica hasta 2006 y visibles (por el efecto de la regularización de liquidaciones) en la tarifa hasta el año 2012.

Sobre la base de la confianza en la evolución futura de la economía y en los efectos positivos del cambio a un sistema de competencia, así como a las mejoras de eficiencia esperadas de las nuevas tecnologías, en el protocolo de 1996 se introdujeron ajustes complementarios a las empresas, básicamente una minoración de los estándares de inversión a recuperar para las instalaciones ya en funcionamiento y una reducción en la tarifa vigente en varios años, 3 por 100 en el primero de los fijados, para favorecer además la entrada de España en el euro (vía objetivo de inflación) y para el cumplimiento de objetivos ambientales, a través de primas a las renovables y a la cogeneración, así como con ayudas a los planes de ahorro y eficiencia energética.

2.3. EVOLUCIÓN DE LA LIBERALIZACIÓN Y CRECIMIENTO DEL DÉFICIT TARIFARIO HASTA 2012

El proceso de liberalización impulsado desde la Unión Europea y los pasos trazados por esta hacia el objetivo del mercado único de la energía continuaron con la Directiva 2003/54/CE, de medidas urgentes para la aceleración de la liberalización del sector eléctrico, que obligó a la separación jurídica entre los operadores de transporte, los operadores de distribución y el resto de los agentes del sector, a la completa libertad de entrada en la generación y a la consecución de un mercado minorista completamente abierto antes de julio de 2007, en el que todos los consumidores debían poder elegir su suministrador de electricidad.

La Ley 17/2007¹⁰ traspuso los contenidos de la Directiva, aunque gran parte de las novedades que esta incorporaba ya habían sido recogidas por la LSE 1997 o por alguno de sus desarrollos normativos. De hecho, como se acaba de explicar, la norma española ya contenía la separación del operador de transporte, y ya había un plazo fijado, en concreto el 1 de enero de 2003, para la plena elegibilidad por parte de los consumidores, si bien entendida como la opción a continuar a tarifa, o precio fijado por el gobierno, o contratar al precio libremente pactado con una comercializadora.

10 Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

No obstante lo anterior, la tarifa eléctrica integral, o precio regulado de la electricidad para consumidores finales domésticos (para los industriales se eliminó en 2008) continuó vigente hasta julio de 2009. Esta tarifa

*El impacto de la crisis. La
tarifa de último recurso*

comprendía tanto el coste de acceso a las redes como el de adquisición de la energía, pero no se fijaba utilizando referencias de mercado sino a criterio administrativo, de manera que estaba sujeta al riesgo de incurrir en errores de estimación y, sobre todo, estaba condicionada por la adopción de decisiones políticas ajenas al mercado eléctrico.

Así, a partir de 2005 el alza en los precios eléctricos impulsó una vuelta de una parte importante del consumo a la tarifa regulada porque el aumento de precios del mercado mayorista no se traspasaba a la tarifa. Para intentar dar solución a este problema se estableció, entrando en funcionamiento efectivo el nuevo sistema en 2009, la tarifa de último recurso (TUR), a la que podrían acogerse los consumidores que no superaran una determinada potencia contratada (básicamente todos los consumidores domésticos), y que se definía como el precio que podían cobrar los comercializadores de electricidad designados como suministradores de último recurso (SUR). El coste de la energía se establecía a través de la adquisición de la energía a plazo a través de un proceso de subasta (CESUR), que se incluía en la tarifa de forma aditiva conjuntamente con los costes subyacentes de peajes y de comercialización.

Pero conforme se fue haciendo visible la crisis, como ya había sucedido a principios de la década de 1980, volvieron a generarse graves desequilibrios en el sector. La rápida evolución de los costes regulados experimentada desde 2006 no fue compensada con un incremento a la par de las tarifas, dada la insuficiencia de los peajes establecidos, lo que provocó, junto con el efecto de la implantación de un sistema de primas diferenciadas excesivamente generoso con algunas tecnologías renovables, la aparición de un déficit creciente y muy abultado por el diferencial entre ingresos y costes del sistema que tomó la denominación de déficit de tarifa.

Con base en las obligaciones generadas por los objetivos de los distintos planes de energías renovables aprobados y con la premura de alcanzar los objetivos europeos de referencia, a ello se añadió la adopción de un sistema poco adecuado de incentivo al desarrollo de nuevas tecnologías de generación, especialmente para las renovables, consistente en la remuneración diferenciada de cada instalación generadora mediante primas distintas para cada tecnología, diferencia especialmente favorecedora de algunas escasamente maduras entonces, lo cual impulsó una proliferación de instalaciones cuya prima compensaba una aportación a la eficiencia del sistema relativamente baja pero esencial para estas tecnologías, que han madurado en tiempo record gracias a los sistemas de apoyo y ahora son una solución a la dependencia energética y al cambio climático.

Desde 2006 hasta 2013 los costes del sistema aumentaron un 168 por 100 a causa de las primas, los costes regulados y las anualidades del servicio de la deuda contraída anualmente, alcanzando en 2013 un monto acumulado de 30.000 millones de euros, más

del 2 por 100 del PIB. Y ello pese a la adopción de sucesivas modificaciones normativas (cuadro 1) desde 2009 encaminadas a atajar este déficit.

Así, el Real Decreto-ley 6/2009¹¹ estableció, por una parte, una senda decreciente de límites para acotar el incremento anual del déficit de la tarifa eléctrica hasta su completa supresión en el plazo de cuatro años, garantizando que a partir de entonces (concretamente en 2013) los peajes de acceso serían suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas. Por otra parte, creó un mecanismo de financiación del déficit acumulado, mediante la cesión de los derechos de cobro al denominado Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico y su colocación a terceros a través de un mecanismo competitivo, aportando el Estado un aval que, tras su ampliación en la Ley de PGE para 2011 ascendía a 22.000 millones de euros.

Ante la insuficiencia de estas previsiones, en el ya franco contexto de crisis y por el efecto de las primas a las renovables, en 2010 y 2011 se adoptaron nuevas medidas de urgencia para la solución del problema¹², que tampoco tuvieron el efecto deseado. Y ya en 2012 se llevaron a cabo nuevas actuaciones. Entre ellas cabe destacar el Real Decreto-ley 13/2012¹³ y la Ley 15/2012¹⁴.

El primero introdujo una serie de medidas puntuales para ese mismo año, fundamentalmente compensaciones a la retribución de los agentes más afectados por el déficit por la insuficiencia de los peajes de acceso, y una ampliación, con criterios de eficiencia y disponibilidad real de potencia, de la retribución a las instalaciones de generación dentro del régimen ordinario. Esta norma señaló por primera vez el carácter estructural del déficit de tarifa y considero que el desequilibrio entre los ingresos (recaudados, fundamentalmente, en concepto de peajes de acceso) y los costes reales estaba llevando al sistema a una situación de riesgo inasumible, tanto para las empresas eléctricas, como para los consumidores, con consecuencias graves para la seguridad del sistema si no se acometían las reformas necesarias para su completa resolución. La Ley 15/2012, por su parte, introdujo gravámenes y cánones sobre distintas tecnologías de generación¹⁵.

11 Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

12 Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, y Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

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

14 Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

15 Mediante tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Asimismo, creó un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, modificó los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, y suprimió las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración.

Aun con un plazo transcurrido muy breve, la escasez de resultados visibles y la premura de las obligaciones contraídas en materia financiera con la Unión Europea impulsó la promulgación del Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, como paso previo a la adopción de una nueva reforma, esta vez de mayor calado, que se llevaría a cabo en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico y sus subsiguientes desarrollos normativos.

En definitiva, la LSE de 1997, apoyada por numerosos desarrollos normativos, habría logrado una gran parte de sus objetivos, principalmente, los relativos a la seguridad y calidad del suministro, a la diversificación de fuentes de energía o a la adopción de las normas europeas de liberalización. Sin embargo, su diseño y funcionamiento llevaron a acumular deficiencias que se agudizaron durante los años de crisis, siendo quizás los más evidentes unos precios elevados en términos comparados y la acumulación de un déficit de tarifa que llegó a poner en riesgo la sostenibilidad económico-financiera del sector y llegó a suponer, tras su titulización con aval del Estado, un desafío para las finanzas públicas.

Las múltiples normas que se fueron aprobando desde 2009 (cuadro 1) trataron principalmente contener ese déficit de tarifa, pero no pudieron evitar que este siguiera presente en cada ejercicio (3.188 millones de euros en 2013). En cambio, sí provocaron un apreciable aumento de la inseguridad jurídica, en una actividad que requiere estabilidad regulatoria dado el volumen de inversiones que exige su desarrollo.

2.4. LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO DE 2013

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, surgía con vocación de largo plazo para tratar de resolver estos problemas. No obstante, su redacción final planteó desde el inicio dudas sobre su eficacia, dado que se centraba en detener el crecimiento del déficit de tarifa, sin reconocer su naturaleza, limitándose a dar cobertura legal a reducciones de retribución a determinadas actividades y a la implantación de nuevos impuestos, renunciando a una revisión completa de la estructura del sector o del mercado que permitiese contar con un sistema eléctrico de calidad, competitivo, social y medioambientalmente sostenible. Los principales aspectos de la nueva Ley eran los siguientes:

- Se reducen la retribución de la distribución, del transporte¹⁶ y del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad¹⁷.
- Se elimina el Régimen Especial. Existirá un único régimen de mercado que se regirá según las reglas establecidas, aunque se mantendrán las primas a la generación de energías renovables y a la cogeneración, pero reducidas. También se modifica el método de cálculo de la retribución de las renovables.

16 Regulación contenida en los Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2013, por los que se establecen las metodologías para el cálculo de actividades de transporte y distribución, respectivamente.

17 El incentivo a la inversión pasó de 26.000€/MW a 10.000€/MW, aunque también se duplicó el plazo de cobro.

- Se introducen los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) que se definen en línea con la tarifa de último recurso. Su diseño exacto se dejaría al desarrollo reglamentario, a través del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establecía la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. En concreto, la norma estableció la regulación sobre la que se basan las relaciones entre los consumidores y las empresas comercializadoras en relación con el suministro de energía eléctrica, mediante el establecimiento de sus derechos y obligaciones en el marco general de contratación.
- Se limitan el acceso y las condiciones del bono social. El coste será asumido por las empresas distribuidoras y comercializadoras y su afección se considera que sería la misma que la existente antes del cambio de la Ley. La aprobación del Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, viene a regular el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica. Aunque esta normativa afecta sobre todo al mecanismo de financiación del bono social, obligando a asumir su coste a los grupos de sociedades o sociedades que desarrollen la comercialización de la energía eléctrica, también contempla la modificación de la definición de consumidor vulnerable. En octubre de 2017 se aprobaron dos nuevas normas que recogen las obligaciones derivadas de la citada norma, el Real Decreto 897/2017, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica y la Orden ETU/943/2017 de desarrollo del anterior recogen los nuevos requisitos para que la aplicación del bono social¹⁸.
- Se impone a la actividad de generación, en función de su firmeza, y al conjunto de consumidores, el pago de la retribución fija de los pagos por interrumpibilidad, es decir aquel que reciben algunas empresas cuya producción exige el consumo de grandes cantidades de energía (siderúrgicas, cementeras, químicas...) por aceptar detener la producción cuando existan problemas para satisfacer la demanda, así como los pagos por la disponibilidad. Hasta ahora, eran soportados por la demanda. Transitoriamente, y en tanto se defina el concepto de firmeza, la norma contemplaba que continuarían siendo soportados por la demanda en la parte correspondiente a retribución fija. Por su parte, el coste variable horario consecuencia de la efectiva aplicación del servicio a través de órdenes de reducción de potencia, se integrará en el mecanismo de liquidación de las energías de balance del sistema. Este pago por interrumpibilidad se estableció a través de un sistema de subastas¹⁹. El objeto de cada subasta es la asignación de bloques de potencia interrumpible para cada

18 Véase el apartado 3.3 del capítulo II.

19 El mecanismo de interrumpibilidad se regula en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre y la Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, permitiendo flexibilizar la operación del sistema eléctrico desde el lado de la demanda en aquellas situaciones en las que no hay suficiente generación para responder a toda la demanda. Recientemente se ha publicado la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

periodo de entrega, existiendo dos productos diferenciados, en función del potencial de reducción puesto a disposición del sistema y de la disponibilidad del mismo.

La experiencia adquirida durante los años en que la Orden que lo regula ha resultado de aplicación, pone de manifiesto la necesidad de actualizar determinadas disposiciones de la misma con el objetivo de alcanzar mayor eficacia en la aplicación del servicio de interrumpibilidad, herramienta indispensable de flexibilización de la gestión de la demanda. Por otro lado, como se explicará más adelante, tanto la Comisión Europea como la CNMC han señalado deficiencias concretas en este mecanismo, tanto en la fijación o cálculo de la cantidad de potencia interrumpible, como con el propio diseño de las subastas²⁰. Todas estas razones han motivado la aprobación, recientemente, de la nueva Orden que viene a modificar la actualmente en vigor²¹.

A principios de 2014 se aprobó un nuevo mecanismo de fijación de precios²² de la electricidad, que viene a sustituir al de 2009, con el objetivo de poner fin al sistema de subastas²³, que determina el precio de la electricidad para los clientes domésticos y las pymes con tarifa de último recurso.

Nuevo sistema de fijación de precios

El nuevo sistema de tarificación supone que el componente variable recoja la variación diaria de los precios en el mercado mayorista de la electricidad (*pool*). El precio que paguen los consumidores dependerá, en primer lugar de si cuentan o no con un contador con discriminación horaria; para los que dispongan de él pagarán la electricidad al precio de cada hora, para el resto a una media de los precios del *pool* durante el periodo de facturación. Para dar estabilidad y seguridad a los precios, se obligará a las grandes comercializadoras a ofrecer un precio fijo para todo el año (en cuyo cálculo computará el precio de la cobertura (prima del seguro) para absorber las oscilaciones de precios). Obligación que fue introducida a raíz de la modificación en 2014 de la Ley general para la Defensa de los consumidores y usuarios, junto con la de formalizar los contratos con los consumidores que así lo soliciten conforme a un modelo de contrato normalizado²⁴.

Por otra parte, la nueva fijación de precios ha reducido el peso de la parte variable del peaje, es decir, la que se paga en función del consumo, y ha aumentado la parte fija,

20 Véase el apartado 2.1 del capítulo II.

21 Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

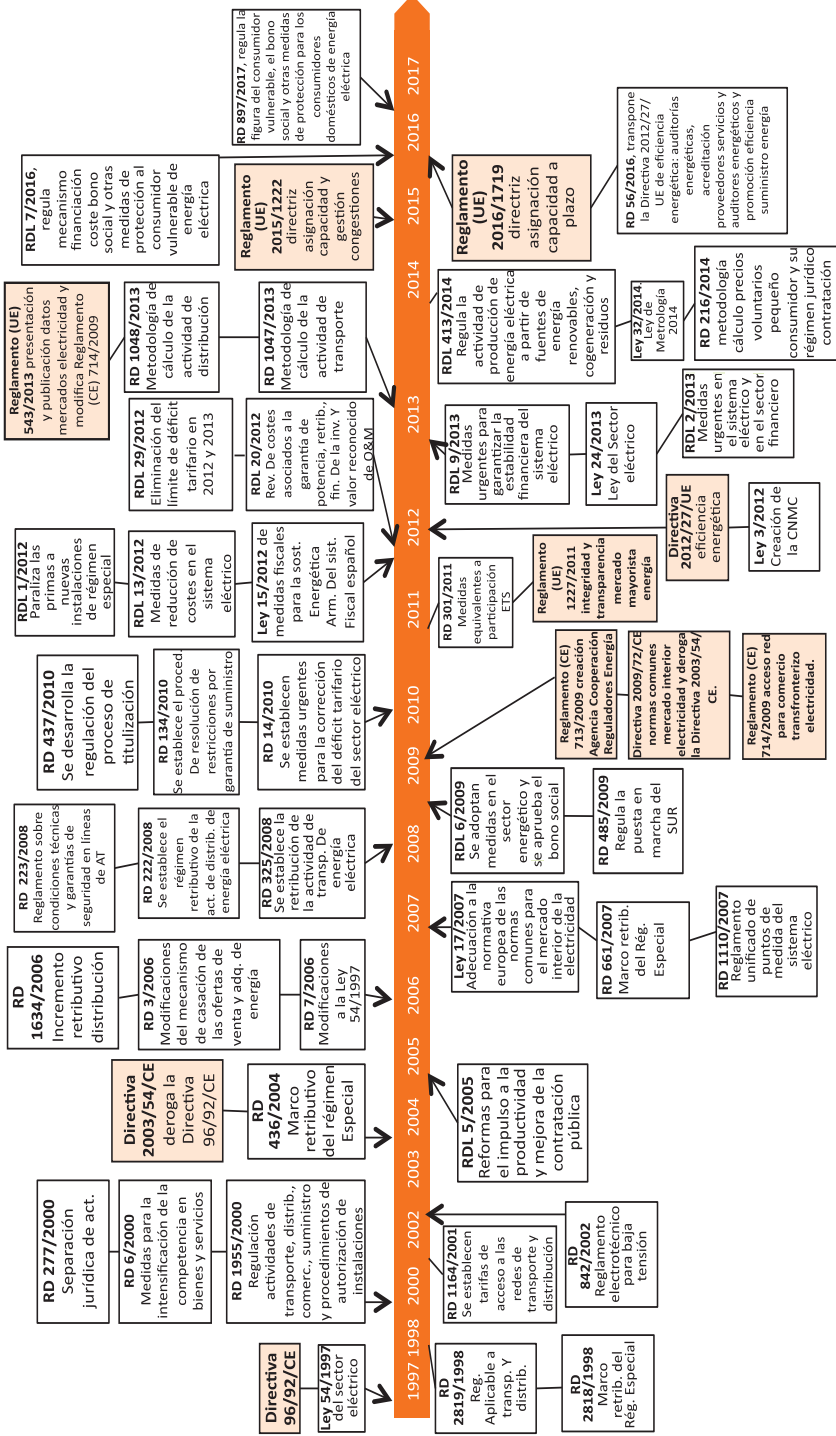
22 Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014 y Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor.

23 A las subastas acudían varios intermediarios como entidades financieras, empresas extranjeras de *trading* y alguna generadora eléctrica para vender la energía de manera virtual. Las compradoras eran las cinco comercializadoras eléctricas de último recurso habilitadas para suministrar electricidad.

24 Ley 3/2014, de 27 de marzo, que modifica el texto refundido de la Ley general para la Defensa de los consumidores y usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto legislativo 1/2007.

esto es, la que se paga en función de la potencia contratada; todo ello con el objetivo de reducir la factura de los hogares con mayores consumos de electricidad y de penalizar a las segundas viviendas. A priori, esta reponderación pudiera parecer que va en contra de aquellos hogares más afectados por la crisis económica y más vulnerables energéticamente al ser este un coste fijo, así como también, parecería contrario a propiciar un consumo más eficiente de la electricidad entre las economías domésticas y las pequeñas empresas. Todo ello, con las desfavorables consecuencias que puede tener en términos medioambientales, de dependencia energética y/o de calidad y seguridad del abastecimiento. No obstante, debe tenerse también en cuenta que dicha medida beneficia también, en parte, a aquellas empresas intensivas en energía, constituyendo así un elemento importante de apoyo a su competitividad.

CUADRO 1. LEGISLACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO, 1997-2017



Legislación nacional

Legislación europea

Fuente: elaboración propia.

CAPÍTULO II

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
ESPAÑOL. PRINCIPALES ELEMENTOS
PARA SU VALORACIÓN

1. Las grandes cifras del sistema eléctrico en la actualidad

El proceso de liberalización que ha tenido lugar en las últimas décadas y los avances técnicos han supuesto una reorganización muy importante del sector eléctrico en España. La desintegración vertical de las grandes compañías ha permitido la entrada de un mayor número de empresas, que junto a la aparición de nuevas figuras, han dado lugar a un incremento significativo del número de agentes involucrados en las actividades relacionadas con la producción y la comercialización de electricidad (cuadro 2). El transporte y la distribución de electricidad, al tratarse de monopolios naturales, no han entrado a formar parte del proceso de liberalización.

Por otra parte, los avances técnicos han permitido la entrada de nuevos agentes en la generación, con la creación de nuevas instalaciones eléctricas y un claro cambio en el *mix*, con un notable incremento del peso de las energías renovables, lo que ha contribuido a la sostenibilidad medioambiental del sistema eléctrico español y a reducir la dependencia exterior.

CUADRO 2. EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE AGENTES INVOLUCRADOS EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO

	1996	2013	
Generación	80 empresas ¹	Generadores en régimen ordinario	Grandes generadores (5) Otros (300)
	580 autoprodutores, asociados a los diferentes sistemas ²	Generadores en régimen especial	Eólica (41) Fotovoltaica (75) Otros (600)
Distribución	400 empresas ³	340 empresas	
Transporte	12 empresas ⁴	1 empresa (REE)	
Comercialización	–	260 empresas	
Otros	–	Gestores de carga (10) Operador del mercado (1) Otros	

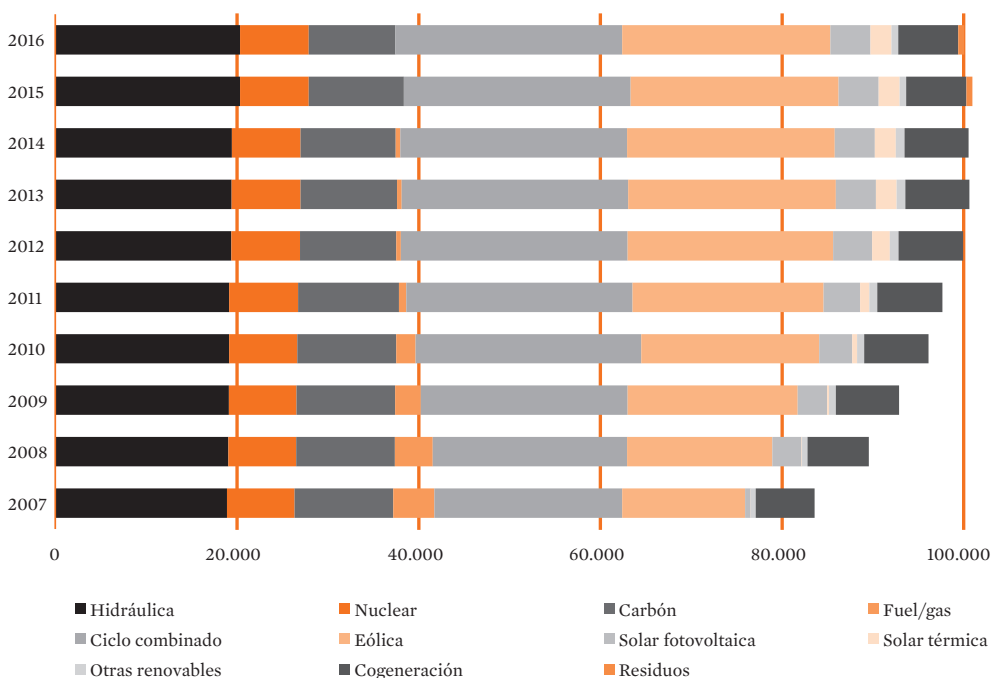
¹ Entre ellas, las de mayor tamaño: Unión Fenosa, Iberdrola, E. Viesgo, ERZ, Hecsa, H. Cantábrico, Enher, Fecsa, Sevillana.
² Sistemas de Iberdrola, Unión Fenosa, C. Sevillana, Fecsa, Enher, H. Cantábrico, E. Viesgo, E. R. Zaragoza.
³ Entre ellas, las más importantes son las mismas que en el caso de las generadoras.
⁴ Red Eléctrica de España, Unión Fenosa, Iberdrola, H. Cataluña, E. Viesgo, ERZ, H. Cantábrico, Enher, Fecsa, Sevillana, Unelco, Gesa.
Fuente: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, *Cuadernos Orkestra* núm. 10, 2015.

En estas mismas décadas se ha producido una mejora en las actividades de distribución y comercialización, así como en la de transporte, a excepción de las interconexiones internacionales, en las que la situación de España sigue siendo deficiente, debido en gran medida a su posición geográfica. Con una ratio de interconexión en la actualidad que apenas alcanza el 4 por 100, no parece probable que cumpla con el objetivo del 10 por 100 marcado por la Comisión Europea para el horizonte 2020.

1.1. FUENTES DE GENERACIÓN

El parque de generación de energía eléctrica en España se caracteriza por un alto nivel de diversificación: el 25 por 100 de la potencia instalada en 2016 se corresponde con ciclos combinados, el 22 por 100 con energía eólica, el 19 por 100 con hidráulica y el 10 por 100 con carbón. La nuclear representa el 7 por 100, la cogeneración el 6 por 100 y 7 por 100 la solar térmica y fotovoltaica (gráfico 3).

GRÁFICO 3. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA POR FUENTES, 2007-2016 (MW)



Otras renovables: incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

Fuente: Red Eléctrica de España.

Tanto el grado de diversificación como la capacidad instalada aumentaron considerablemente entre los años ochenta y los 2000, mejorando la seguridad de suministro, la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental del sistema eléctrico español.

Recientemente el incremento se ha centrado en las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica y la eólica, ante las exigencias comunitarias en materia medioambiental y por la necesidad de reducir la dependencia exterior. En lo que va de siglo la potencia instalada en el sistema peninsular prácticamente se ha duplicado, pasando de 52.397 MW en el año 2000 a 100.059 en 2016, y más de la mitad de dicho incremento (el 58 por 100) se corresponde exclusivamente con energía eólica y, en menor medida, solar.

La potencia instalada, definida como la capacidad total de generación de energía eléctrica, se situaba a 31 de diciembre de 2016 en el sistema eléctrico nacional en 105.279 MW, de los cuales, 100.059 MW correspondían al sistema peninsular y 5.220 al no peninsular. Dicha potencia se refiere a la nominal, mientras que la contribución del sistema a la seguridad de suministro se mide a través de la potencia firme, que es aquella que puede ofrecer en los momentos de demanda punta con una mínima seguridad o certidumbre. Esta diferenciación es importante de cara al debate sobre el *mix* de generación más adecuado, puesto que hay que tener en cuenta la necesidad de contar con energías de respaldo para dar seguridad al suministro.

Cabe señalar que la demanda instantánea peninsular presenta máximos anuales muy por debajo de la oferta potencial, de manera que el denominado índice de cobertura de la demanda se ha elevado hasta umbrales comparativamente altos. Actualmente está en un 30 por 100, cifra superior al de cualquier sistema eléctrico europeo, estando el objetivo de los sistemas desarrollados alrededor del 10 por 100. De esta forma, si bien es cierto que existe un amplio margen de reserva de generación de electricidad en España que contribuye a garantizar el suministro y dar seguridad al sistema, en la actualidad el nivel de potencia instalada representa un coste para el sistema. En cualquier caso, no debe obviarse que el índice de cobertura real, referido a la potencia firme, realmente no sería tan elevado como para considerar ineficiente el parque instalado.

La transformación de las fuentes primarias en electricidad se produce a través de tecnologías de generación, que se diferencian entre sí por sus características técnicas y sus estructuras de costes (cuadro 3).

*El parque generador
y la oferta*

Atendiendo a la estructura de costes, las tecnologías de generación se pueden clasificar en tres grupos: las tecnologías de base, con costes fijos relativamente elevados y costes variables relativamente bajos (principalmente las nucleares, algunas centrales de carbón, la hidráulica fluyente o la eólica); las tecnologías de punta, con costes fijos bajos y variables altos (por ejemplo, centrales de fuelóleo o hidráulica de bombeo), y tecnologías intermedias, con costes fijos y variables intermedios (algunas centrales de ciclos combinados).

En la medida en que en la actualidad la electricidad no es almacenable, el sistema debe ser capaz de producir en cada momento la energía eléctrica demandada. Y dado que no todas las tecnologías de generación tienen la capacidad de variar su producción con la rapidez necesaria ante cambios repentinos de la demanda, la eficiencia del sistema requerirá de la utilización en un mismo instante de varias tecnologías, con la flexibilidad suficiente para suministrar la energía demandada de la forma más adecuada en términos técnicos, económicos y medioambientales.

CUADRO 3. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN ESPAÑA

Tecnologías de generación		Coste de inversión ¹	Coste fijo de explotación ²	Coste variable de generación en el corto plazo	Seguridad de suministro ³	Emisiones
Nuclear	Se basa en la fisión (rotura) de los núcleos de uranio. El calor obtenido se utiliza para producir vapor, el cual se turбина para producir electricidad.	Muy alto	Alto	Muy bajo	Técnica: alta Abastecimiento: alta Flexibilidad: muy baja	No emiten (aunque genera residuos con larga vida)
	Aprovechan la energía de una masa de agua situada en el cauce de un río o retenida en un embalse, convirtiéndola en energía eléctrica a través de un generador acoplado a una turbina.					
Hidráulica						
Con agua embalsada		Muy alto	Medio	Muy bajo	Técnica: alta Abastecim.: media-alta Flexibilidad: muy alta	No emiten
Fluyentes		Alto	Medio	Muy bajo	Técnica: alta Abastecimiento: baja Flexibilidad: baja	No emiten
De bombeo		Muy alto	Medio	Medio	Técnica: alta Abastecimiento: alta Flexibilidad: muy alta	No emiten
Centrales térmicas convencionales (carbón, gas natural y fuelóleo)	Las centrales térmicas convencionales se basan en quemar algún tipo de combustible fósil para producir vapor, el cual es turbinado para producir electricidad.					
Carbón*		Alto	Medio	Medio (carbón importado) o alto (carbón autóctono)	Técnica: alta Abastecimiento: alta Flexibilidad: baja	Niveles altos de CO ₂ , SO _x , NO _x . Las centrales desulfuradoras emiten bajo SO ₂
Fuelóleo*		Bajos	Altos	Flexibilidad alta	Niveles altos de CO ₂ , SO _x , NO _x	

CUADRO 3. (CONT.)

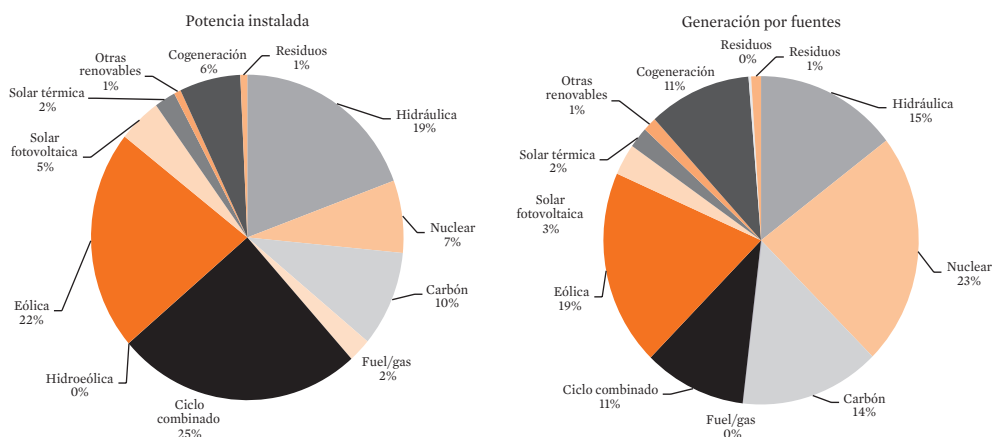
Tecnologías de generación	Coste de inversión ¹	Coste fijo de explotación ²	Coste variable de generación en el corto plazo	Seguridad de suministro ³	Emisiones
Ciclo combinado* La energía térmica del gas natural es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos - una turbina de gas y después una turbina de vapor.	Moderado	Bajo	Medio	Técnica: alta Abastecimiento: alta Flexibilidad: muy alta	Niveles moderados de CO ₂ y reducidos de SO ₂ , NO _x
Cogeneración Son instalaciones en las que se obtiene de forma simultánea electricidad y energía térmica útil (calor o frío).					Emite, aunque reduce la emisión al utilizar menos combustible que si se produjeran electricidad y calor/frío mediante procesos separados
Eólica Producen electricidad a partir de la energía cinética del viento.	Alto	Bajo	Nulo	Técnica: media-alta Abastecimiento: baja a c/p y alta a l/p Flexibilidad: nula	No emiten
Solar Transforma directamente la energía solar en electricidad mediante células solares basadas en materiales semiconductores que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.	Alto	Bajo	Nulo	Técnica: alta Abastecimiento: baja Flexibilidad: nula	No emiten
Fotovoltaica Aprovechamiento de la energía del sol para la obtención de energía eléctrica a través del calentamiento de un fluido.	Alto	Bajo	Nulo	Técnica: alta Abastecimiento: baja Flexibilidad: nula	Emite CO ₂ sólo en caso de tener capacidad de almacenamiento, siendo superiores sus emisiones a las del ciclo combinado por unidad consumida de gas.
Termosolar					

¹ Adquisición de los equipos de generación y a la construcción (ingeniería, obra civil, etc.). ² Costes de explotación independientes del nivel de producción. ³ Medida en términos de a) garantía de disponibilidad técnica en los momentos de mayor demanda; b) garantía de abastecimiento de energía primaria; y c) contribución a la gestionabilidad del sistema (flexibilidad para ajustar su producción rápidamente, contribuyendo a mantener el equilibrio producción-demanda eléctrica en todo momento).

* Depende de la competitividad relativa entre carbón-gas-CO₂.

Fuente: elaboración propia a partir de Energía y Sociedad, *Manual de la energía*.

GRÁFICO 4. POTENCIA INSTALADA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, POR FUENTES, EN 2016
(En porcentaje sobre el total)



Fuente: Red Eléctrica de España.

Es decir, en cada momento será diferente la relación entre la energía producida y la potencia instalada, lo que en última instancia explica que la estructura de la potencia instalada en el sistema español difiera de la estructura de generación (gráfico 4). De hecho, no debe confundirse el parque generador con la oferta, dado que en cada momento esta se configura con determinados requisitos técnicos y de estabilidad del sistema, originados por las tecnologías de generación de cada instalación, así como condiciones ambientales (hidrológicas y meteorológicas, en general, para la mayor parte del parque de renovables).

Por otro lado, en la generación, en cada momento, influye el propio funcionamiento del mercado, que marca, al mismo tiempo que la casación de la demanda, la estructura por fuentes de la generación efectiva de electricidad.

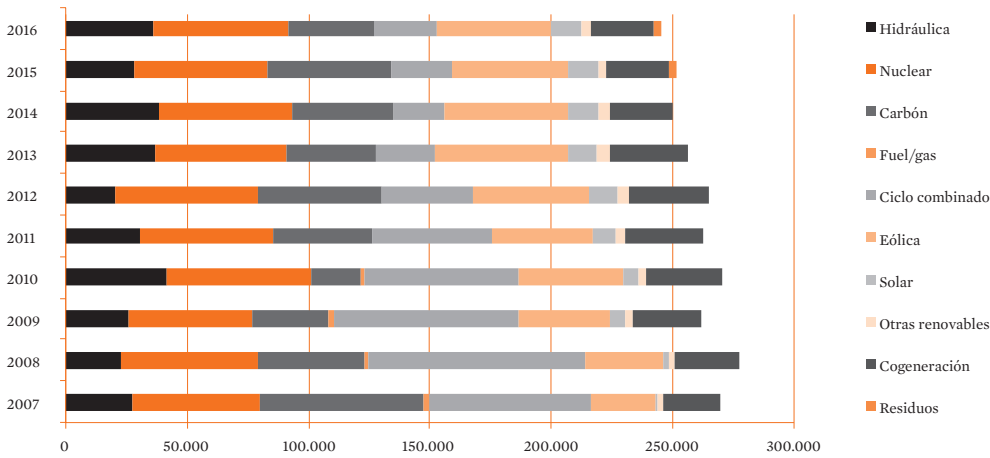
Generación de electricidad

La generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa el 95 por 100 de la generación total nacional, se situó en 2016 en 248.383 GWh, alcanzando en los sistemas no peninsulares los 13.778 GWh.

La principal fuente de generación ese mismo año fue la nuclear, con un peso del 23 por 100 del total, seguida de la eólica, con el 19 por 100, y de la hidráulica y el carbón, con participaciones del 15 y 14 por 100, respectivamente. Cabe destacar la importancia de las energías renovables, con un peso sobre la generación total peninsular del 40,8 por 100, que prácticamente se habría duplicado desde 2007.

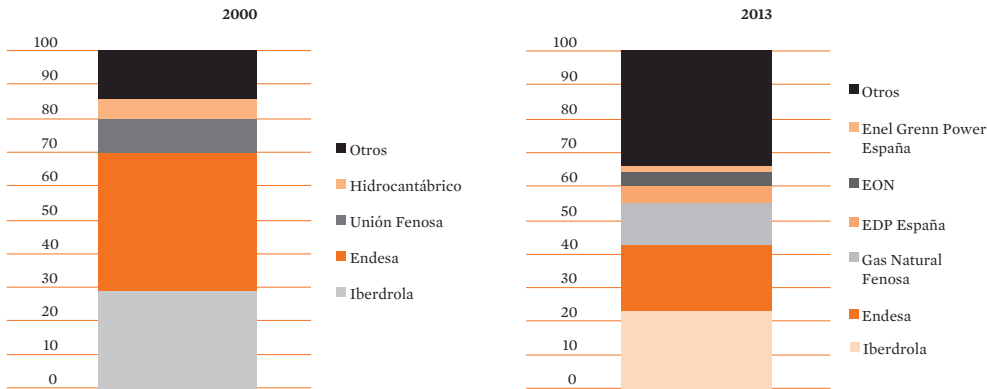
En lo que respecta a los agentes que operan en la actividad de generación, es visible su importante aumento de los mismos en la última década como consecuencia del proceso de liberalización y por el desarrollo de las tecnologías renovables de generación, habiéndose duplicado la potencia en manos de generadores de menor tamaño (gráfico 6).

GRÁFICO 5. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA PENINSULAR, 2007-2016
(GWh)



Fuente: Red Eléctrica de España.

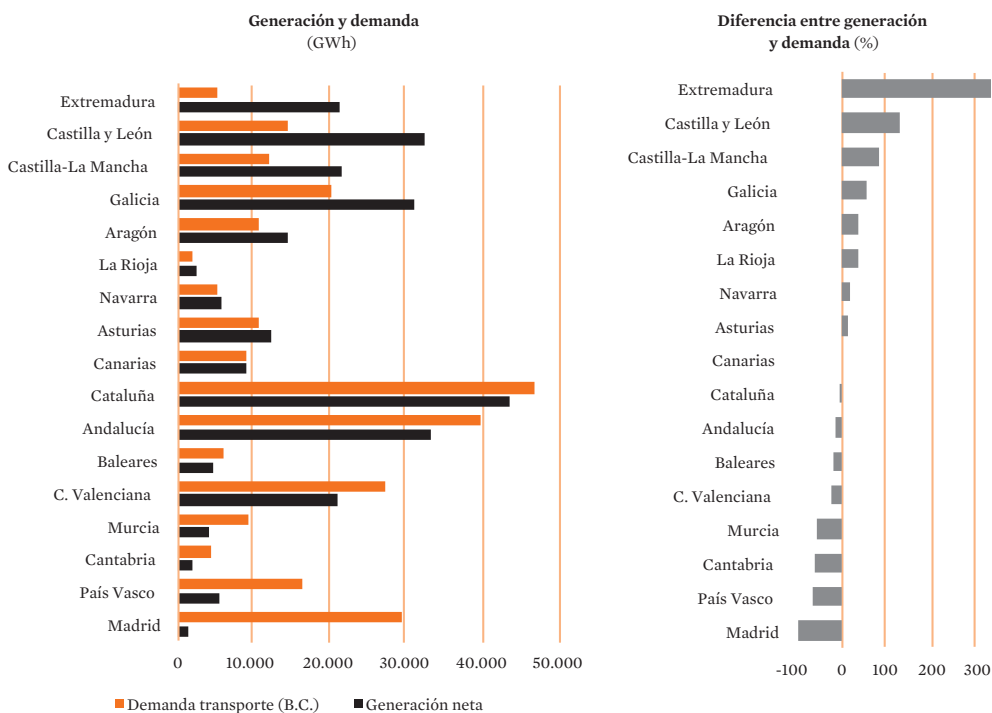
GRÁFICO 6. REPARTO DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA
(En porcentaje sobre el total)



Fuente: Cuadernos Orkestra 2015/10.

Más del 50 por 100 de la generación de energía eléctrica se concentra en cuatro comunidades autónomas: Cataluña, Andalucía, Castilla y León, y Galicia, destacando desde el punto de vista de la demanda, Cataluña, Andalucía, Madrid y la Comunidad Valenciana (gráfico 7). En lo que respecta a la relación entre generación y demanda, los mayores desequilibrios se observan en Extremadura, Castilla y León, Castilla-La Mancha y Galicia, donde la generación de energía eléctrica supera ampliamente a la demanda. Por el contrario, en Madrid, País Vasco, Cantabria o Murcia, la demanda es muy superior a la electricidad generada, mientras que en Asturias, Cataluña, Andalucía y los archipiélagos canario y balear, prácticamente se igualan demanda y producción.

GRÁFICO 7. GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CCAA, 2016



Fuente: Red Eléctrica de España.

1.2. MERCADO MAYORISTA

El mercado de producción de energía eléctrica en la península ibérica se organiza en una secuencia de sucesivos mercados en los que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos: mercados a plazo, mercados spot (diario e intradiario), y mercado de servicios de ajuste.

Existen dos figuras clave: el Operador del Sistema (REE), que se encarga de gestionar las entregas asociadas a la compra venta de los agentes y asegura que estas entregas sean físicamente viables en la red eléctrica, y el Operador del Mercado²⁵, que facilita que las transacciones se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información.

El diseño del mercado eléctrico es un *pool*, donde los agentes están obligados a ofertar al Operador del Mercado toda su energía disponible de forma individualizada para cada una de sus centrales.

En función de la anticipación con la que se realice la compra venta de electricidad, se puede hablar de mercado spot o al contado, y de mercados con entrega a plazo. En el mercado a plazo, los agentes intercambian energía con entrega en el futuro, desde tres

25 Operador del Mercado Ibérico de Energía: Polo Portugués (OMIP) y Polo español (OMIE).

años hasta dos días antes del suministro, pudiéndose realizar la negociación bien en mercados organizados (mercado de futuros) o bien en mercados no organizados. Por su parte, en el mercado *spot* o al contado, la compra venta de electricidad se perfecciona desde el día anterior al suministro hasta prácticamente el tiempo real en el que se entrega la electricidad.

Mientras que en el mercado *spot* la mayor parte del volumen se intercambia mediante subasta, en los mercados a plazo se realiza mediante *trading* continuo, que consiste en que los agentes muestran sus ofertas firmes de compra y venta durante un plazo determinado de forma que el resto de los participantes puedan acceder a esas ofertas.

En los mercados a plazo de electricidad los agentes intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas, pudiéndose producir con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía.

Los mercados a plazo de electricidad

De un lado se encuentran los mercados no organizados: el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero OTC, donde los agentes compradores y vendedores intercambian bilateralmente contratos diseñados en función de sus necesidades sin reglas de participación y donde fijan de forma privada el precio de la energía.

De otro lado se encuentran los mercados organizados, que son dos: el mercado OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués) y el mercado de futuros EEX (*European Energy Exchange*)²⁶, en los que existen unas reglas de participación aprobadas por las entidades que los gestionan.

En 2016, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX alcanzó 196,5 TWh, lo que supuso el 78,7 por 100 de la demanda eléctrica peninsular ese mismo año. El 86,3 por 100 del volumen negociado se llevó a cabo a través de los mercados OTC, el 9,9 por 100 a través del OMIP y el 3,7 por 100 mediante el mercado de futuros EEX²⁷.

El mercado diario tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición por parte de los agentes del mercado.

El mercado diario

El operador que gestiona los mercados al por mayor de electricidad en la península ibérica es la sociedad OMI-Polo español, S.A. (OMIE)²⁸, con un volumen de transacciones

26 Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX.

27 CNMC, Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (septiembre de 2017).

28 La sociedad OMIE está regulada por el Convenio Internacional de Santiago, relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL) entre España y Portugal. OMIE pertenece al grupo del Operador del Mercado Ibérico, estando participada al 50 por 100 por la sociedad española OMEL y por la sociedad portuguesa OMIP SGPS, S.A. Como operador del mercado eléctrico, OMIE está regulado por la Ley 24/2013, del Sector eléctrico y, entre otros, por el Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se Organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

que presenta en la actualidad más del 80 por 100 del consumo eléctrico de España y Portugal, del entorno de 10.000 millones de euros.

Los vendedores presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores, consumidores directos y comercializadores de referencia) presentan ofertas de compra al OMIE para cada hora del día siguiente.

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas en razón de su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares, con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes: condición de indivisibilidad, gradiente de carga, ingresos mínimos y parada programada.

Con estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda, de cuyo cruce resultará tanto el precio como el volumen de energía en una hora determinada. Para ello se sigue el modelo marginalista adoptado por la Unión Europea, en base al algoritmo aprobado para todos los mercados europeos²⁹.

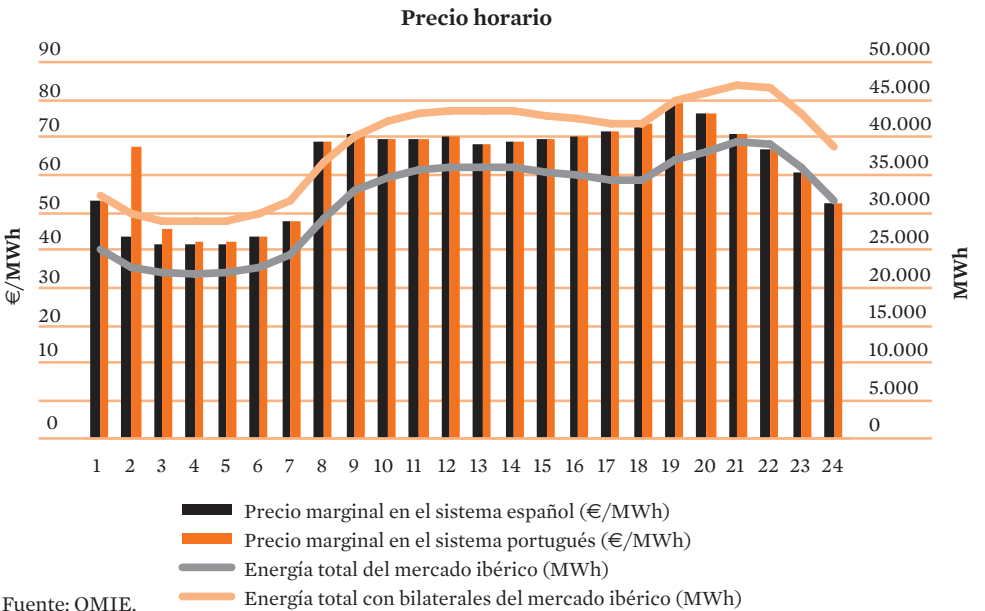
Las ofertas de compra y venta de los agentes compradores y vendedores (españoles y portugueses) serán aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupe totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Pero si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

Una vez obtenidos los resultados del mercado diario (cuadro 4) se remiten al REE para su validación desde el punto de vista técnico. Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario sufren pequeñas variaciones, del orden del 4 o 5 por 100 de la energía, como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el REE, dando lugar a un programa diario viable.

29 Algoritmo denominado EUPHEMIA. Para mayor información véase el apartado 2 de este capítulo.

CUADRO 4. RESULTADOS DEL MERCADO

Mercado diario - 18/12/2017	Portugal	€/MWh	Portugal
Precio medio aritmético	64,86		65,98
Precio mínimo/máximo	46,59 / 79,94		47,20 / 79,94
Precio medio anterior	55,66		60,49
	Portugal	GWh	Portugal
Energía negociada	605		157
Total		762	
Energía sesión anterior	476		137



El mercado intradiario³⁰ tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el programa diario viable definitivo, dentro de las 24 horas anteriores a la generación y consumo. Existen seis sesiones de contratación basadas en subastas como las descritas para el mercado diario, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda.

El mercado intradiario

30 Actualmente, los operadores del mercado europeos, entre los que se encuentra OMIE, junto con los gestores de las redes de transporte de 12 Estados miembros, están desarrollando una iniciativa denominada “Proyecto de Mercado XBID” con el objetivo de crear un mercado intradiario integrado transfronterizo europeo. Dicho mercado permitirá el comercio de energía entre las distintas zonas de Europa de manera continua, contribuyendo al aumento de la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios europeos.

GRÁFICO 8. SECUENCIA DEL MERCADO MAYORISTA DE LA ELECTRICIDAD

	Mercado	Gestor	Producto	
Antes del despacho	Mercado a plazo	OTC, OMIP, EEX	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado de servicios de ajuste (REE)
Día anterior al despacho	Mercado diario (spot)	OMIE	Energía horaria	
Día del despacho	Mercado intradiario (spot)	OMIE	Energía horaria	

Fuente: elaboración propia.

Los mercados intradiarios permiten a los agentes compradores y vendedores reajustar sus compromisos de compra y venta, respectivamente, hasta cuatro horas antes del tiempo real. A partir de ese momento, existen otros mercados (mercado de servicios de ajuste) gestionados por el REE en el que se asegura en todo momento el equilibrio de la producción y el consumo.

1.3. TRANSPORTE

La actividad de transporte tiene por objeto llevar la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de distribución a los consumidores, garantizando la calidad y la seguridad de suministro. Red Eléctrica de España es el gestor de la red de transporte y, por tanto, el responsable del desarrollo y ampliación de la red, de su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

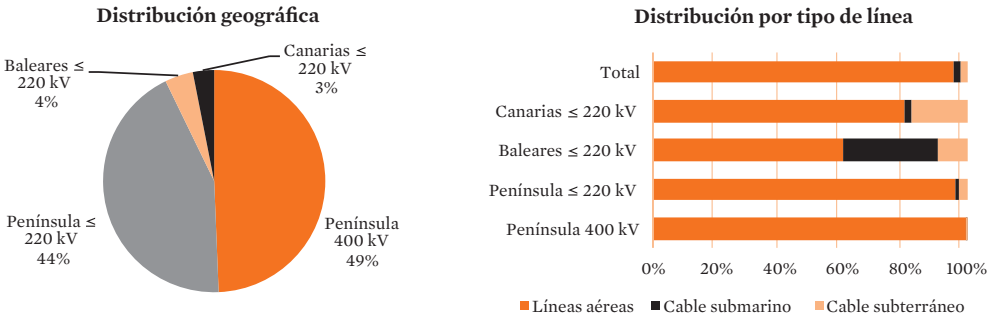
Instalaciones en servicio

Como ya se explicó anteriormente, la Ley 17/2007 establece que la red de transporte de electricidad está constituida por las líneas, transformadores y otros elementos de tensión igual o superior a 220 kV, aquellas otras instalaciones que, siendo de tensión inferior a 220 kV, cumplan funciones de transporte³¹ y las instalaciones de interconexiones internacionales y con los sistemas insulares y extrapeninsulares.

En 2016, la red de transporte en España estaba compuesta por algo más de 43.600 kilómetros de líneas, de las cuales aproximadamente la mitad eran de alta tensión (400 kV) y un 96 por 100 líneas aéreas (gráfico 9 y cuadro 5). Además, había cerca de 5.500 posiciones de subestaciones y más de 85.000 MVA de capacidad de transformación, todo

31 En las islas el transporte se realiza a tensiones inferiores.

GRÁFICO 9. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA
(En porcentaje)



Fuente: Red Eléctrica de España.

CUADRO 5. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2012-2016

Red de transporte peninsular y no peninsular

Km de circuito por tensión	2012	2013	2014	2015	2016
400kV	20.109	20.639	21.094	21.184	21.620
220kV	18.779	19.053	19.192	19.386	19.496
150 - 132 - 110kV	272	272	272	398	523
< 110kV	2.014	2.014	2.014	2.022	2.025
Total	41.174	41.978	42.572	42.989	43.664

Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares

Núm. de posiciones por tensión	2012	2013	2014	2015	2016
400kV	1.319	1.374	1.394	1.441	1.458
220kV	2.936	3.026	3.077	3.124	3.150
150 - 132 - 110kV	52	52	52	84	90
< 110 kV	743	745	769	779	791
Total	5.050	5.197	5.292	5.428	5.489

Capacidad de transformación peninsular y no peninsular

Potencia (MVA)	2012	2013	2014	2015	2016
Total	78.629	81.289	83.939	84.544	85.144

MVA: Megavoltiamperio. Equivale a la potencia aparente de 1 voltio x 1 amperio x 106.

Datos acumulados a 31 de diciembre.

Fuente: Red Eléctrica de España.

lo cual constituye una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos elevados índices de calidad de servicio al sistema eléctrico.

El correcto funcionamiento de la red de transporte se mide a través de dos indicadores de calidad, evaluados en función de la disponibilidad de las instalaciones que componen la red y de las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red

Calidad del servicio en la red de transporte

CUADRO 6. ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS) Y TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO (TIM) DE LA RED DE TRANSPORTE, 2012-2016

Años	Disponibilidad		ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Índice de indisponibilidad	Tasa de disponibilidad	Península	Baleares	Canarias	Península	Baleares	Canarias
2012	2,21	97,79	133	7	224	0,28	0,68	13,25
2013	1,80	98,20	1.156	81	72	2,47	7,50	4,38
2014	1,81	98,19	204	13	148	0,44	1,21	9,04
2015	2,06	97,94	53	29	150	0,11	2,66	9,08
2016(*)	1,67	98,33	78	0,3	457	0,16	0,03	27,45

El total del índice de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

Los indicadores de continuidad de suministro presentados incluyen la valoración de la influencia de incidentes sujetos a expediente administrativo en curso.

(*) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Fuente: Red Eléctrica de España.

(energía no suministrada y tiempo de interrupción medio). En 2016, estos indicadores se situaban en términos generales por debajo de los valores de referencia establecidos en la normativa vigente³².

Así, respecto a la disponibilidad de las instalaciones, la tasa de indisponibilidad, que indica el porcentaje de tiempo total durante el cual las líneas de transporte han estado indisponibles para el servicio, se situó en 2016 en el 1,68 por 100 en la red peninsular; de manera que el índice de disponibilidad alcanzó el 98,3 por 100, por encima del valor de referencia situado en el 97 por 100 (cuadro 6).

La energía no suministrada, definida como la energía cortada al sistema eléctrico por interrupciones del servicio debidas a incidentes en la red de transporte fue de 78 MWh en la península, y de 0,3 y 457 MWh en Baleares y Canarias, respectivamente. Por su parte, el tiempo de interrupción medio (TIM), que mide la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema se situó ese mismo año en 0,16 minutos en la península (0,03 en Baleares y 27,45 minutos en las islas Canarias), siendo 15 minutos el valor de referencia.

Estos resultados, con la excepción de los referidos a las Islas Canarias, dan muestra de unos elevados estándares de calidad de la red eléctrica española, con independencia de la situación actual de las interconexiones, que se analizan a continuación.

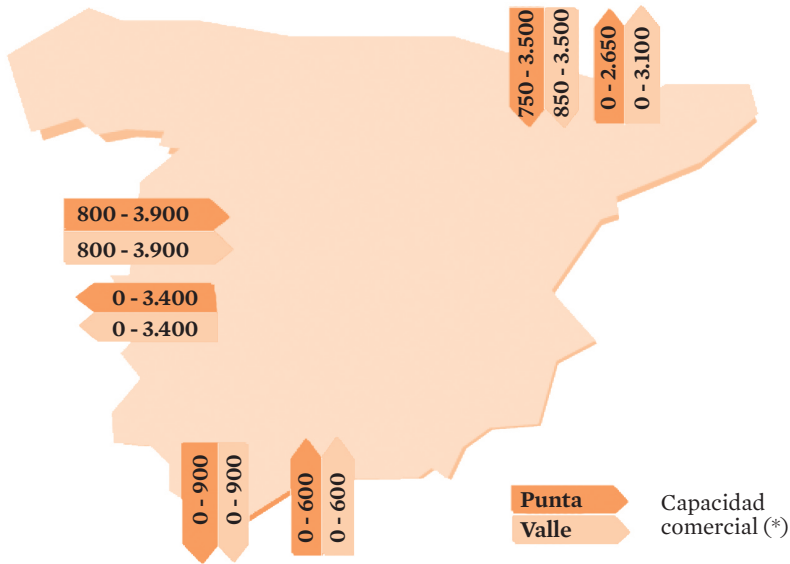
1.4. INTERCONEXIONES Y MERCADO ÚNICO DE LA ELECTRICIDAD

Tal y como se acaba de señalar, las interconexiones forman parte de la red de transporte, permitiendo el intercambio de energía entre países vecinos.

32 Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Las interconexiones internacionales generan una serie de ventajas en los países conectados. En primer lugar, contribuyen a la seguridad y a la continuidad del suministro eléctrico. En segundo lugar, mejoran la eficiencia de los sistemas interconectados, en tanto que, con la capacidad que queda vacante en las líneas, que no va destinada a la seguridad de suministro, se establecen diariamente intercambios comerciales de electricidad aprovechando las diferencias de precios de la energía entre los sistemas eléctricos interconectados. Estos intercambios permiten que la generación de electricidad se realice con las tecnologías más eficientes fluyendo la energía desde donde es más barata hacia donde es más cara. En tercer lugar, contribuyen a que aumente la competencia entre sistemas vecinos, pues las importaciones de energía de otros países suponen un estímulo para que los agentes del propio país ofrezcan propuestas más competitivas, lo que se traduce en una reducción del precio de la electricidad a nivel mayorista. Finalmente, las interconexiones proporcionan una mayor integración de energías renovables, dado que la energía renovable que no tiene cabida en el propio sistema se puede enviar a otros sistemas vecinos, del mismo modo que, ante la falta de producción renovable o problemas en la red, un alto grado de capacidad de intercambio permite recibir energía de otros países. Por tanto, las interconexiones eléctricas son una pieza esencial para el desarrollo de un sistema eléctrico adecuado que garantice las necesidades de suministro.

GRÁFICO 10. CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL DE LAS INTERCONEXIONES, 2016 (MW)



(*) Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

Tras la puesta en servicio de la nueva interconexión HVDC entre Francia y España, la capacidad de intercambio comercial máxima ofrecida a los sujetos ha sido 2.950 MW, de Francia a España, publicado por primera vez en la primera semana de diciembre, superando la capacidad objetivo de 2.800 MW. Este valor es más del doble del valor máximo alcanzado en el mismo periodo del año anterior. Fuente: Red Eléctrica de España.

En España, la capacidad de intercambio (definida como el valor máximo de potencia eléctrica instantánea que se puede importar o exportar entre dos sistemas eléctricos manteniendo los criterios de seguridad) se situaba en 2016 en el 5 por 100 –uno de los niveles más bajos de la Unión Europea–, en gran medida por su posición geográfica, que dificulta las posibilidades de interconexión con el resto de Europa. Sin embargo, la Comisión Europea recomienda un ratio de interconexión de, al menos, el 10 por 100 de la capacidad de producción instalada en todos los Estados miembros en el horizonte de 2020 y del 15 por 100 en 2030.

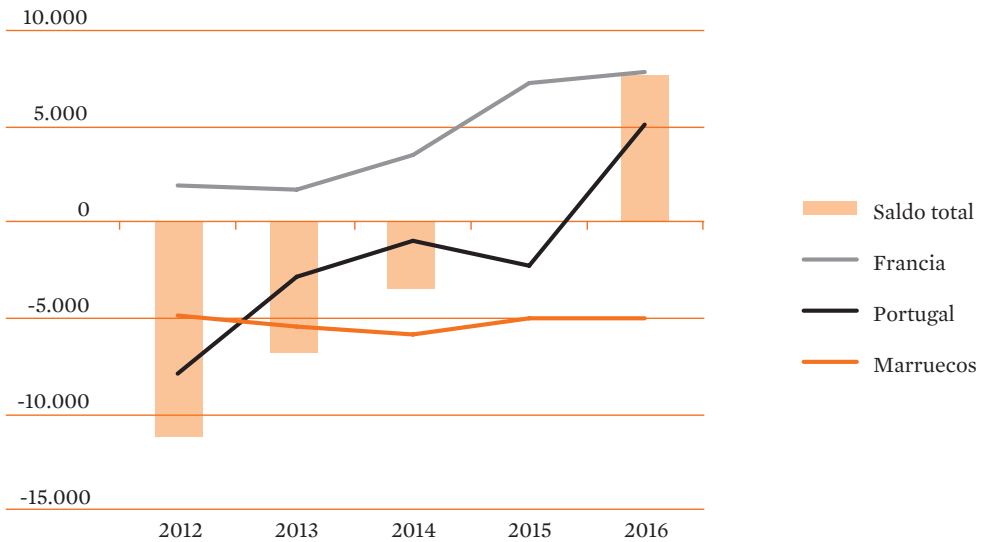
En 2016, el volumen de energía intercambiada por España a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 33.032 GWh, de las cuales se exportaron 12.686 GWh y se importaron 20.346 GWh, lo que supuso un saldo neto importador, el primero desde 2003, de 7.660 GWh, en un contexto de capacidad de generación superior a la demanda punta, como se señaló anteriormente (cuadro 7 y gráfico 11).

CUADRO 7. RESUMEN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 2016 (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	20.285	12.265	8.020
Francia ¹	13.266	5.239	8.027
Portugal	7.019	1.795	5.224
Andorra	0	278	-278
Marruecos	0	4.952	-4.952
Acciones coordinadas de balance Francia - España	3	25	-22
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	0	0	0
Servicios transfronterizos de balance	58	396	-338
Total intercambios programados	20.346	12.686	7.660
Desvíos de regulación objeto de compensación			7
Saldo físico de los intercambios internacionales			7.667

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.
Fuente: Red Eléctrica de España.

GRÁFICO 11. SALDOS DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS, 2012- 2016 (GMh)



Fuente: Red Eléctrica de España.

El sistema eléctrico español está interconectado con el sistema portugués (sistema eléctrico ibérico), con el del norte de África, a través de Marruecos y con el sistema eléctrico centroeuropeo, a través de Francia. Por su parte, el sistema eléctrico centroeuropeo está conectado con el de los países nórdicos, con el de los países del este de Europa y con las islas británicas, conformando el mayor sistema eléctrico del mundo.

Mercado único de la electricidad

La consecución del mercado único de la electricidad requiere del desarrollo de las interconexiones entre países, con el fin de eliminar los sistemas aislados y contribuir con ello a la seguridad del suministro en el conjunto de la Unión Europea.

Para ello, en el ámbito comunitario se han establecido una serie de estrategias dirigidas a garantizar la plena integración del mercado interior de la electricidad a través de unos niveles adecuados de interconexión que, tal y como se ha señalado anteriormente, permita alcanzar el objetivo del 15 por 100 de la capacidad de producción instalada en 2030. La Unión Europea ha ido dotándose de diferentes instrumentos dirigidos a realizar las inversiones necesarias en la infraestructura de la red. Cabe señalar al respecto el Programa Energético Europeo para la Recuperación (PEER)³³ aprobado en 2009 en el contexto de la crisis, que contemplaba la identificación de proyectos de interconexión en la Unión Europea y la movilización de los recursos financieros necesarios. Asimismo,

³³ Reglamento (CE) núm. 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía.

posteriormente, el Reglamento RTE-E³⁴, conjuntamente con el mecanismo «Conectar Europa»³⁵, crearon un instrumento europeo destinado a identificar y garantizar la puesta en marcha de los proyectos que Europa necesita a lo largo de doce corredores y áreas prioritarios, para lo cual se crearon los Proyectos de Interés Común (PIC), cuya lista se actualiza cada dos años.

La primera lista, establecida por el Reglamento (UE) núm. 1391/2013, contaba con cuatro proyectos que afectaban a España y la segunda, publicada en 2016³⁶, con seis proyectos dentro del corredor prioritario de las interconexiones eléctricas en el eje norte-sur de Europa occidental, dos de ellos interiores (recuadro 2).

RECUADRO 2. PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN (PCI) 2015 QUE AFECTAN A ESPAÑA

(Grupo 2. Corredor prioritario de las interconexiones eléctricas en el eje norte-sur de Europa occidental)

Proyectos en la Frontera hispano-francesa

Desfasador Arkale 220 kV. Proyecto PIC 2.8 Instalación y operación coordinada de un transformador desfasador en Arkale (ES) para aumentar la capacidad de interconexión entre Francia y España. Se puso en funcionamiento a mediados de 2017.

Proyecto Golfo de Bizkaia. Proyecto PIC 2.7 Interconexión Francia – España entre Aquitania (Francia) y el País Vasco (España). Se estima que incrementará la capacidad de intercambio hasta 5.000 MW. Se prevé su puesta en funcionamiento en 2025.

Proyectos por los Pirineos centrales. Proyecto PIC 2.27 Aumento de capacidad entre España y Francia (proyecto genérico). El objetivo es incrementar la capacidad de intercambio entre España y Francia hasta unos 8.000 MW. Está en fase previa, sin estimación sobre su puesto en funcionamiento.

Proyecto en la Frontera hispano-portuguesa

Interconexión Norte España-Portugal. Proyecto PIC 2.17 Interconexión España-Portugal entre Beariz -Fontefría (ES), Fontefría (ES)-Ponte de Lima (PT) (anteriormente Vila Fría/Viano do Castelo) y Ponte de Lima-Vila de Famalição (PT) (anteriormente Vila do Conde). Se prevé incrementar la capacidad de intercambio entre España y Portugal hasta cumplir el objetivo intergubernamental de 3.200 MW. Proyecto sin estimación de plazo.

Proyectos interiores en la costa mediterránea

Proyecto PIC 2.25: líneas de 400 kV Mudéjar-Morella y Mezquita-Morella, incluida una subestación en Mudéjar y línea Morella-La Plana.

Proyecto PIC 2.26 Línea La Plana/Morella - Godolleta para aumentar la capacidad del eje mediterráneo norte-sur.

Fuente: Reglamento Delegado (UE) 2016/89 y Red Eléctrica de España.

34 Reglamento (UE) núm. 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión núm. 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) núm. 713/2009, (CE) núm. 714/2009 y (CE) núm. 715/2009 (DO L 115 de 25.4.2013).

35 Reglamento (UE) núm. 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013 por el que se crea el Mecanismo Conectar Europa, por el que se modifica el Reglamento (UE) núm. 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) núm. 680/2007 y (CE) núm. 67/2010 (DO L 348 de 20.12.2013).

36 Reglamento Delegado (UE) 2016/89 de la Comisión de 18 de noviembre de 2015 por el que se modifica el Reglamento (UE) núm. 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Incluye 4 corredores prioritarios de electricidad, 2 áreas temáticas de electricidad (redes inteligentes y autopistas de la electricidad), 4 corredores prioritarios de interconexiones de gas y 1 de petróleo.

En cualquier caso, las interconexiones previstas no parecen ser suficientes para acabar con el relativo aislamiento eléctrico de España y, además, algunos de estos proyectos están teniendo problemas en su desarrollo, con lo que España podría ser el único país de la Europa continental que en el año 2020 no cumpla el objetivo previsto del 10 por 100.

1.5. DISTRIBUCIÓN Y SUMINISTRO

La actividad de distribución se realiza a través de líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos de tensión inferior a 220 kV que no se consideren parte de la red de transporte³⁷, con el objetivo de la transmisión de energía eléctrica hasta el consumidor final. La longitud total de las líneas de la red de distribución es cercana a los 800.000 km, de los cuales más de la mitad se encuentran en tensiones por debajo de 1 kV y, por tanto, unas 18 veces mayor que la red de transporte. El número total de conexiones entre ambas redes, transporte y distribución, supera el millar.

Distribución

Los titulares de las redes de distribución son responsables de la construcción, la operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo con los criterios establecidos.

Hasta junio de 2009, las empresas distribuidoras eran también responsables de realizar el servicio de suministro regulado a tarifa integral para los consumidores acogidos al mismo. Sin embargo, a partir de dicha fecha, desaparece dicho suministro regulado y se crea el Suministro de Último Recurso, que es gestionado por las empresas comercializadoras de último recurso ahora comercializadores de referencia. De este modo, en la actualidad los distribuidores solo tienen relación con la actividad de distribución propiamente dicha, no pudiendo realizar ninguna actividad relacionada con actividades de generación o comercialización.

Uno de los aspectos más destacados de la actividad de distribución en los últimos años es la digitalización y la automatización de las redes, destacando en este ámbito el plan de despliegue de contadores inteligentes. Los nuevos contadores registran los consumos horarios, permiten la lectura remota, eliminan las estimaciones en la factura y posibilitan la reducción de los tiempos de interrupción del suministro en caso de averías, ya que permite localizar su origen de forma más rápida. De este modo, dotan al consumidor doméstico de la información horaria de su consumo, facilitando la gestión de sus decisiones.

En febrero de 2012 se establecieron los hitos que cada empresa distribuidora debía cumplir en lo relativo al plan de sustitución de los contadores analógicos por los nuevos contadores electrónicos con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos.

37 En las Islas Baleares y las Islas Canarias tienen consideración de transporte las instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV.

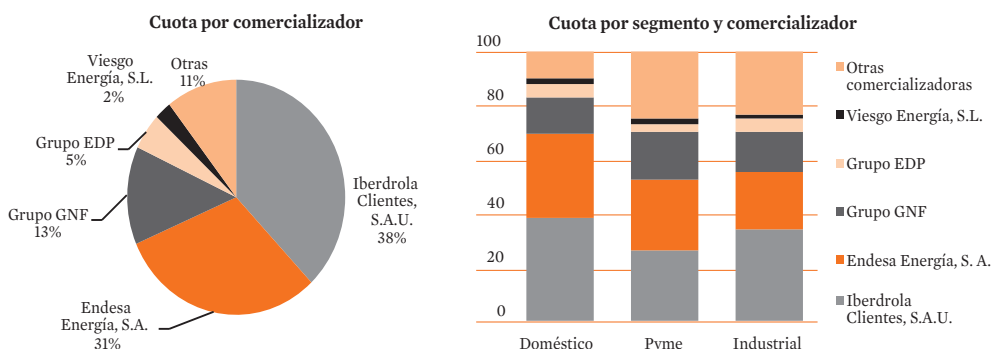
Los plazos establecían la sustitución de un 35 por 100 antes de 2015, otro 35 por 100 antes de 2017 y el 30 por 100 restante a finales de 2018. A 1 de septiembre de 2017, el 92 por 100 del parque total de contadores había sido sustituido y se estima que a principios de 2018 habrá finalizado el plan de sustitución.

Por su parte, las empresas comercializadoras se encargan del suministro de electricidad a los clientes finales a cambio de una contraprestación económica. Estas empresas adquieren la energía en el mercado de producción y la suministran a los clientes finales, para su propio consumo. Para ello, la empresa suministradora ha de realizar una previsión de consumo del cliente, o segmento de clientes, y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación (mercado diario, mercados a plazo o contratación bilateral). Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las redes de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso.

El mercado eléctrico en España está compuesto por 29,1 millones de puntos de suministro: 17,1 millones suministrados a través de un comercializador en el mercado libre y 12 millones a través del Comercializador de Referencia (COR)³⁸. Cabe señalar que de las más de 260 empresas comercializadoras, ocho³⁹ son COR y el resto mercado libre.

En el mercado libre, las comercializadoras de los cinco grandes grupos energéticos (Iberdrola Clientes, S.A.U., Endesa Energía, S.A., Grupo Gas Natural Fenosa, Grupo EDP y Viesgo Energía, S.L.) suministran el 89,5 por 100 de los puntos de suministro. Iberdrola

GRÁFICO 12. CUOTA DE MERCADO LIBRE POR NÚMERO DE SUMINISTROS
(En porcentaje sobre el total)



Fuente: CNMC, *Informe de supervisión de los cambios de comercializador*, primer trimestre de 2017 (IS/DE/014/17).

38 CNMC, *Informe de supervisión de los cambios de comercializador*, primer trimestre 2017 (IS/DE/014/17).

39 Las comercializadoras de último recurso son Iberdrola comercialización de último recurso, SAU, Endesa Energía XXI, SLU; Gas Natural SUR, SDG, SA; EDP comercializadora de último recurso, SA y E.ON comercializadora de último recurso, SL, CHC Comercializador de Referencia.

Cientes y Endesa Energía presentan respectivamente el 37,9 por 100 y 30,6 por 100 de los puntos de suministro, seguidas por las comercializadoras del Grupo Gas Natural Fenosa con el 13,5 por 100. Dentro de los comercializadores que no pertenecen a los principales grupos energéticos destacan CHC-Energía y Fenie Energía con el 2,5 por 100 y 1,5 por 100, respectivamente, de los puntos de suministro.

A lo largo de los últimos años se ha ido reduciendo el número de puntos suministrados por los COR, desde los casi 15,3 millones registrados el 31 de marzo de 2014 a los 11,9 millones registrados tres años después. En ese mismo periodo, el número de puntos suministrados en el mercado libre se ha incrementado en casi 3,6 millones, de los cuales, más 3 millones de puntos han sido contratados con las comercializadoras de los cinco grandes grupos energéticos.

Por segmentos de consumo, la mayor parte de los puntos de suministro de los segmentos pyme e industrial son suministrados por comercializadoras libres (98 por 100 y 99 por 100, respectivamente). En el caso del segmento doméstico, que representa el 97 por 100 del total de puntos, las comercializadoras libres suministran al 58 por 100 de los puntos, lo que está estrechamente relacionado con las diferentes modalidades de suministro existentes en este segmento. Así, el suministro de energía eléctrica al consumidor doméstico se puede realizar a través del Suministro de referencia, de la contratación en el mercado liberalizado, o del Suministro del Último Recurso⁴⁰.

El servicio de suministro de electricidad debe cumplir una serie de requisitos de calidad, que tienen que ver con las características del servicio eléctrico, tanto a nivel técnico como comercial, y que se concretan en cuestiones como la continuidad de suministro, la calidad del producto y la calidad de la atención y relación con el cliente.

Calidad del servicio de suministro

La continuidad de suministro se mide a través de dos indicadores: el tiempo de interrupción del suministro (TIEPI) y el número de interrupciones (NIEPI), los cuales se han situado en los últimos años, salvo excepciones por imprevistos, por debajo de 1,5 (gráfico 13).

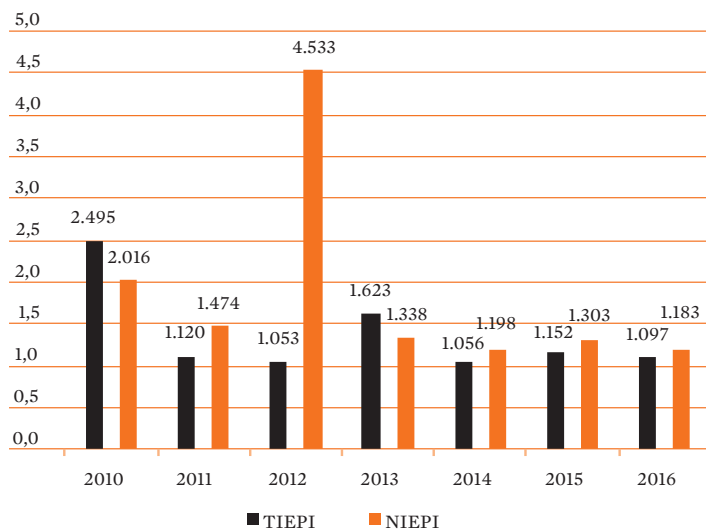
Los criterios establecidos respecto de lo que se considera una buena calidad de producto, se refieren a las características que debe tener la tensión suministrada por la red en condiciones normales de explotación, en el punto de entrega al cliente⁴¹. Por su parte, la calidad de la atención y relación con el cliente se determina en función de una serie de cuestiones relacionadas con las características del servicio ofrecido, como son la elaboración de presupuestos para nuevos suministros, tiempo de ejecución de

40 Véase apartado 3.2 de este capítulo.

41 Norma UNE-EN 50160, «Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución», aprobada por CENELEC en 1994, que define las características principales que debe tener la tensión suministrada por una red general de distribución en baja y media tensión, en condiciones normales de explotación, en el punto de entrega al cliente.

las instalaciones, así como plazos de instalación del contador, de atención de reclamaciones y de cortes y reconexiones por impagos, o el asesoramiento en el momento de la contratación.

GRÁFICO 13. CALIDAD DE CONTINUIDAD EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO, 2010-2016 (Índices)



Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

2. El precio de la electricidad. Los costes del sistema eléctrico

En los últimos diez años, los precios finales de la electricidad en España siguieron una trayectoria ascendente, incluso a pesar de que más de la mitad del periodo fueron años de crisis económica y, por consiguiente, de debilidad de la demanda de consumo. Este recorrido al alza de los precios de la electricidad junto con los repuntes coyunturales⁴² y la alta volatilidad que potencialmente presentan resultan objeto de preocupación, dados el carácter de la electricidad como bien de primera necesidad y como *input* necesario para la actividad productiva. De ahí que, a continuación se presente la estructura del precio de la electricidad con la finalidad de identificar los principales determinantes del comportamiento de los precios de la electricidad en España.

2.1. ESTRUCTURA DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

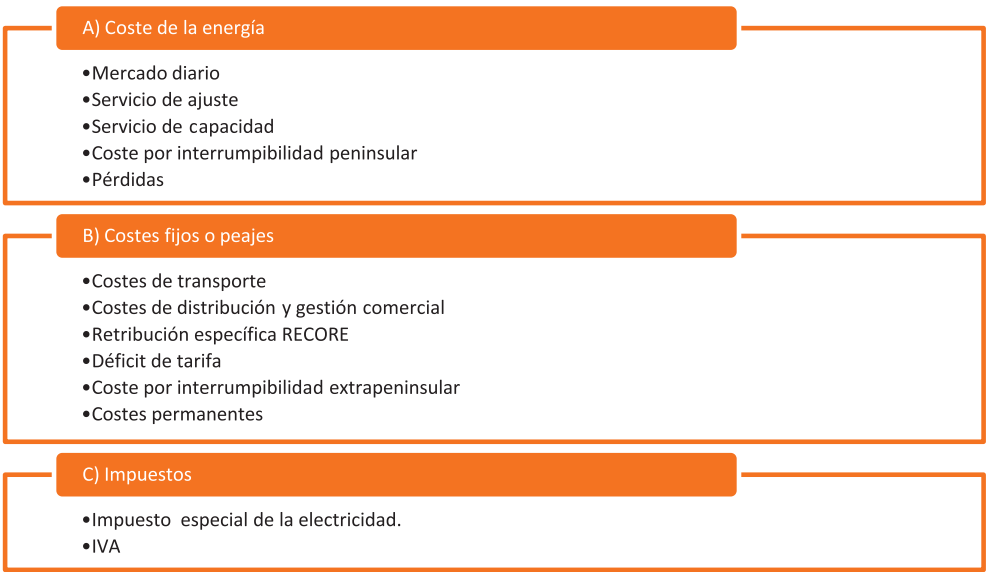
Para analizar los factores explicativos de esta trayectoria, resulta necesario distinguir los diferentes elementos que conforman el precio final de la electricidad, que se pueden

⁴² Como el sucedido en el mercado diario en los primeros meses de 2017.

agrupar en tres componentes: el de energía, el coste de acceso o de peaje y los impuestos (impuesto sobre la electricidad e IVA) (gráfico 14).

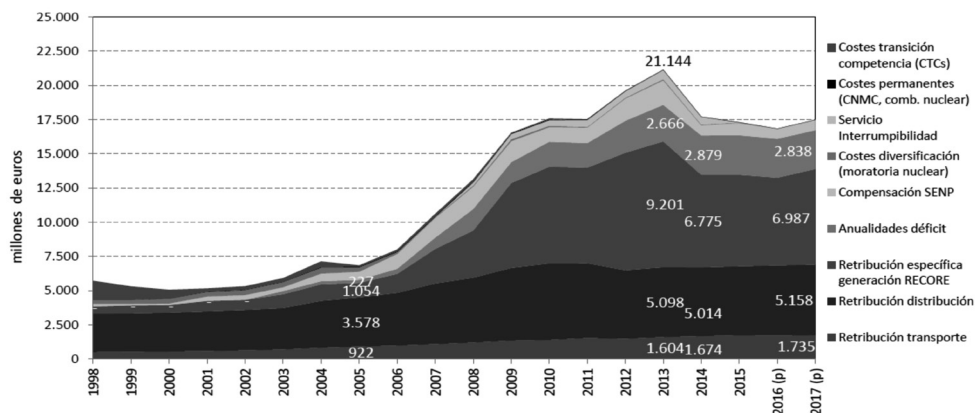
La volatilidad que afecta al precio final de la electricidad en España se explica, fundamentalmente, por la que sufre el componente de energía cuyo precio se fija en el *pool* o mercado mayorista. Sin embargo, el continuo crecimiento de los precios finales de la electricidad se explica, principalmente, por la evolución de los costes regulados: peajes e impuestos. Estos costes ajenos al suministro representan el 60 por 100 del precio final de la electricidad y su peso ha ido en aumento en los últimos años; de hecho, en 2005 representaban algo menos del 30 por 100 de la factura.

GRÁFICO 14. DESGLOSE DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD. DETERMINANTES DEL COSTE DEL KW PRODUCIDO



Nota: los costes descritos en el gráfico determinan la estructura de las tarifas de acceso en España, explicadas en el apartado 3.2 de este capítulo, las cuales constan de una parte fija independiente del consumo (término de potencia) que depende de la potencia contratada por el consumidor y una parte variable que sí está relacionada con el consumo (término de energía) pero que también engloba gran parte de los costes fijos.

Fuente: elaboración propia a partir de la regulación normativa del sector vigente a la fecha.

GRÁFICO 15. EVOLUCIÓN DE LOS COSTES REGULADOS INCLUIDOS EN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Fuente: CNMC.

2.1.1. Coste de la energía

Como se ha indicado el coste de la energía es la parte variable de la factura eléctrica, la que está sometida a una mayor volatilidad. Esta es la parte que reciben las compañías generadoras por los servicios que prestan y representa alrededor del 40 por 100⁴³ del precio final.

Su coste se fija en el mercado mayorista, que como se ha indicado anteriormente, responde a una secuencia de mercados en la que en primer lugar, se encuentra el mercado a plazos, en segundo lugar, el mercado diario, y por último, los mercados de corto plazo. La volatilidad del precio se da fundamentalmente en los dos últimos, puesto la principal ventaja que ofrece el mercado a plazo es justamente gestionar o cubrir el riesgo de precios.

La fijación del precio en los mercados diario e intradiario de la electricidad sigue un sistema de subasta, operados por OMIE⁴⁴. En el mercado diario participan las empresas generadoras de energía, las comercializadoras y las representantes de estas empresas. En este mercado se negocia el precio de la energía para cada una de las 24 franjas horarias del día siguiente.

Las empresas productoras de electricidad anuncian ofertas de venta, esto es, las unidades de oferta (cantidades) que pueden proveer para cada franja horaria y el precio mínimo a cobrar por el MWh. Las comercializadoras, por su parte, anuncian propuestas de compra, esto es, las cantidades que necesitan proveer a sus consumidores y el precio que están dispuestas a pagar.

43 En 2015 fue el 51 por 100 y en 2016 fue el 46 por 100.

44 El mercado diario está organizado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997 y Ley 24/2013 (Ley del Sector eléctrico). Sus reglas de funcionamiento están recogidas en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción (Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 mayo de 2006).

El mecanismo de fijación de precios empleado es del tipo marginalista, lo que significa que el precio para cada franja horaria lo fija la última unidad de oferta que casa con la demanda. Esto determina que el precio del MWh se dispare en días concretos. Las razones que pueden explicar tales aumentos de precios son: la meteorología, puesto que determina la participación de las centrales hidráulicas o eólicas, que se encuentran entre las más baratas, o la variación de la demanda externa de electricidad.

Llegado a un punto de equilibrio entre oferta y demanda, para garantizar la adecuada gestión del servicio el sistema debe adaptarse a la realidad técnica concreta y a las posibles incidencias en el funcionamiento de la red, lo que puede cambiar el precio de equilibrio alcanzado en el mercado.

*Mecanismos de ajuste
y pagos por capacidad*

En efecto, como se ha expuesto anteriormente, una vez que OMIE ha resuelto la casación entre oferta y demanda⁴⁵, REE, como operador del sistema, analiza si son viables la generación y el consumo resultante, es decir que el suministro se realice de acuerdo a unos estándares definidos en cuanto a seguridad y garantía; para ello, emplea modelos de flujo de red y algoritmos de simulación del estado de las redes. Cuando REE detecta un desequilibrio, utiliza los denominados mecanismos de ajuste que suponen tres tipos de actuaciones, fundamentalmente: gestión de las restricciones técnicas, gestión de servicios complementarios y gestión de desvíos.

Por otra parte, el precio mayorista también incorpora los denominados pagos por capacidad, que reciben los productores en función de su aportación a la reserva de potencia. Tal y como se ha comentado anteriormente, la reserva de potencia es necesaria para garantizar la fiabilidad del suministro y responde a la imposibilidad de almacenaje de la electricidad.

En teoría, este tipo de pagos incentiva la incorporación de nuevos equipos de generación, garantiza una relativa estabilidad de precios y limita el poder de mercado de los generadores pivotaes, es decir, de los que marcan el último precio del *pool*. A pesar de ello, se ha apuntado la posibilidad de que estos pagos no cumplan la normativa comunitaria sobre ayudas de estado.

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda que aporta flexibilidad y respuesta rápida para la operación del sistema ante situaciones de desequilibrio entre generación y demanda. Este servicio se activa en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por Red Eléctrica a los grandes consumidores que sean proveedores de este servicio, principalmente, la gran industria. La reducción de potencia podrá realizarse tanto por motivos técnicos, es decir, por una emergencia, como por motivos económicos que se pueden derivar si el coste de interrumpir el suministro es menor que el que resulta de aplicar los servicios de ajuste del sistema.

*Costes por interrumpibilidad
peninsular*

45 Teniendo en cuenta, además, los contratos bilaterales físicos y el suministro a clientes de tarifa.

Aunque modificado a finales de 2017⁴⁶, el actual mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad,⁴⁷ para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, funciona desde 2014 a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema, con el objetivo de garantizar la efectiva prestación de dicho servicio y su realización al menor coste para el sistema eléctrico. Los principios de funcionamiento básicos de este servicio son:

- Hay dos subastas diferentes, la de reducción de la demanda de electricidad de 5 MW y la de 90 MW, esta última con muy alta disponibilidad.
- Existen dos opciones para llevar a cabo esa reducción de la demanda: ejecución instantánea, sin preaviso mínimo; y ejecución rápida, con un preaviso mínimo de 15 minutos.
- La retribución que reciben los consumidores dispuestos a recortar su demanda tiene un componente fijo, que se paga aunque el operador no llegue a ordenar la reducción de la demanda, y un componente variable, asociado a la efectiva ejecución de la opción de interrupción de la demanda.
- La activación del servicio de interrumpibilidad por parte del operador podrá responder a criterios técnicos o a criterios económicos (cuando la puesta en marcha de este servicio sea menos costosa que los servicios de ajuste del sistema).
- El incumplimiento de las condiciones y de los requisitos de prestación del servicio, como la de realizar la mayor parte de su consumo en el periodo tarifario 6 (que se corresponderían con las “horas valle”), llevará asociada una penalización económica e incluso la retirada de la habilitación.

A lo largo de los años de vigencia del actual mecanismo se han identificado una serie de disfunciones que sugieren la necesidad de llevar a cabo una revisión del sistema. Tanto la Comisión Europea⁴⁸ como la CNMC han señalado deficiencias concretas como las relacionadas con la fijación o cálculo de la cantidad de potencia interrumpible o con el propio diseño de las subastas⁴⁹. En concreto desde ambas instancias se señala que las elevadas cantidades de potencia subastadas a través de este mecanismo en los últimos años resultan incoherentes con el escaso uso que se ha dado a este servicio y, en consecuencia,

46 Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

47 El mecanismo de interrumpibilidad español está regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre y la Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre.

48 Comisión Europea, *Staff working document, Accompanying the document report from the Commission Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*, C (2016) 2107 final.

49 CNMC, Acuerdo por el que emite informe sobre la propuesta de orden por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Expediente núm. IPN/CNMC/035/17, de 7 de noviembre de 2017.

el mecanismo parece estar sobredimensionado y resulta costoso, máxime teniendo en cuenta que aunque no se utilice o active siempre se paga el componente fijo.

No obstante, aunque las interrupciones de la demanda no hayan sido numerosas no se puede indicar que su uso es escaso. Este servicio no solo se presta cuando existe la interrupción, sino que la mera disponibilidad para interrumpir la demanda es un servicio que se presta de manera continuada. Además, para llevarlo a cabo las empresas necesitan realizar inversiones en las plantas para que no existan puntas de consumo, para reorganizar la capacidad de producción y los turnos de trabajo. Asimismo, las empresas que ofrecen este servicio están obligadas a consumir más de la mitad de la energía en horas valle, lo que aplanla la curva de demanda, dando así mayor estabilidad al conjunto del sistema eléctrico.

Respecto a las subastas, además de su complejidad técnica y el elevado coste que conlleva su organización –circunstancias que avalarían una simplificación de las mismas– se detectan otras deficiencias, relacionadas con la falta de consideración de las importaciones para calcular la cantidad subastada, o con la separación de las subastas en dos tipos según la potencia (90 o 5 MW), generando barreras a la entrada a los pequeños proveedores de electricidad que solo pueden acudir al segundo tipo y provocando dudas sobre la competencia existente en el primer tipo de subastas, al que suelen acudir un número muy pequeño de grandes consumidores de electricidad.

Por todo lo anterior, resulta necesario revisar este mecanismo y la eficiencia en su uso, estudiando, por ejemplo, un modelo de perfeccionamiento activo que optimice el potencial del sistema para todos los sectores electrointensivos integrados en el mismo y considerando el impacto que sobre el mismo tendrá un mayor desarrollo de las interconexiones eléctricas.

En el coste de la energía debe considerarse, finalmente, la imposición que afecta a la generación. En concreto, los impuestos que introdujo la ya citada Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Esta norma estableció el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE) con el objetivo de que las empresas productoras internalizaran los costes medioambientales derivados de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. El tipo impositivo de este impuesto es de un 7 por 100 independientemente del tipo de instalación generadora.

*Impuestos y cánones
sobre la producción
de electricidad*

Existe un cierto debate sobre la eficacia de este impuesto para el logro de sus objetivos medioambientales. Por un lado, aunque el IVPEE es un impuesto directo sobre la producción, el productor podría incluir esta carga fiscal en su estructura de costes y trasladarlo al consumidor final. Por otro lado, el IVPEE simplemente grava los rendimientos económicos del productor, sin valorar diferencialmente el impacto medioambiental de su actividad; esto, además, supone una redundancia con otros impuestos relacionados con los rendimientos empresariales.

Además del IVPEE, la citada Ley introdujo el canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica con el fin de preservar la calidad de las aguas en su utilización para la producción de energía eléctrica. Preveía, no obstante, una reducción del canon de un 90 por 100 para las minicentrales hidroeléctricas, para las instalaciones de producción eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50MW y para todas aquellas que se decida incentivar por motivos de política energética general.

Asimismo, la Ley 15/2012 estableció los impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos y los impuestos sobre el almacenamiento de estos dos últimos en instalaciones centralizadas.

2.1.2. Tarifas de acceso

Las tarifas de acceso, en ocasiones, han llegado a alcanzar más de un 40 por 100 del precio final de la electricidad y representan la parte regulada del sector energético. Estos costes fijos han registrado una trayectoria al alza a lo largo de los últimos años, y pueden considerarse el principal factor explicativo del crecimiento que ha experimentado el precio de la electricidad.

Bajo el concepto de tarifas de acceso están los costes relativos a la parte regulada del precio de la electricidad que, además del peaje por el uso de la líneas de alta tensión y el mantenimiento de los organismos necesarios para el buen funcionamiento del sistema, cubre conceptos como: el régimen retributivo específico a las energías renovables, la cogeneración y los residuos (RECORE); las anualidades del déficit de tarifa; la compensación extrapeninsular, que responde de los costes ocasionados por suministrar electricidad a zonas aisladas del sistema eléctrico; y, finalmente, otros costes menores de diversa naturaleza (cuadro 8).

CUADRO 8. COSTES DE ACCESO, 2016

Costes de acceso	Miles de euros	% sobre total
Coste de transporte	1.764.429	10,3
Costes de distribución y gestión comercial	5.080.499	29,5
Retribución específica RECORE	6.726.000	39,1
Anualidades déficit años anteriores	2.871.904	16,7
Retribución sistemas no peninsulares	740.632	4,3
Tasa CNMC	20.966	0,1
Sistema de interrumpibilidad de los sistemas no peninsulares	8.300	0,0
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	0,0
Total coste de acceso en 2016	17.212.870	100,0

Fuente: CNMC, *Boletín de indicadores eléctricos*, octubre de 2017.

Los costes de transporte cubren el mantenimiento, la inversión y las operaciones en redes de alta y media tensión. Estos costes representan algo más del 10 por 100 de los costes fijos de la electricidad. No obstante, a lo largo de los últimos años han ido en aumento; parte de este incremento está relacionado con la creciente automatización y con las inversiones en nuevos equipos de control y de medida.

*Costes de transporte
y de distribución*

Por su parte, los costes de distribución y gestión comercial también cubren los costes de la inversión, el mantenimiento y las operaciones pero, en este caso, de todas las redes de distribución de España y suponen casi el 30 por 100 de los costes fijos. Igualmente, los costes de la distribución han ido en aumento en los últimos años y recogen las inversiones que se derivan de la implantación de las redes inteligentes.

A pesar del aumento de ambas partidas, su ritmo de avance ha sido muy inferior al resto de las recogidas dentro de los costes de acceso, perdiendo peso dentro de los costes totales del sistema. De este modo, los costes de transporte y distribución han pasado de representar alrededor del 70 por 100 del total de costes de acceso a la red en el año 2003, a algo menos de un 40 por 100 en el año 2016.

En el proceso de transición energética, sobre todo hacia el uso de tecnologías menos contaminantes, adquiere especial relevancia la generación de electricidad que utiliza energías renovables, o residuos, o la cogeneración, que genera electricidad de manera más eficiente, con un importante ahorro energético.

*Régimen retributivo
específico a renovables,
cogeneración y residuos*

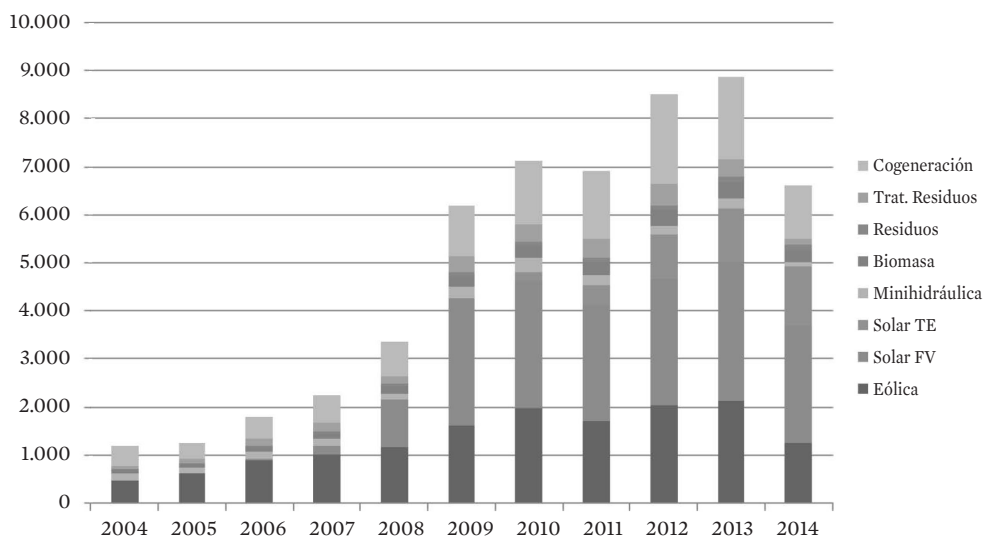
La irrupción de algunas de estas tecnologías en la generación de electricidad es relativamente reciente. Su desarrollo lleva asociado costes superiores a otras fuentes de generación más consolidadas o maduras, pero las ventajas que suponen en términos de bajas emisiones y de valorización de los residuos, así como de descenso de la dependencia energética, justificaría su promoción para incorporarlos al sistema y acercar la generación de electricidad a los objetivos medioambientales. En 2016, la retribución específica RECORE –es decir a renovables, cogeneración y residuos– suponía casi el 40 por 100 de los costes de acceso; en los ejercicios 2012 y 2013 representaron alrededor de la mitad de los costes de acceso.

Una planificación inadecuada de las ayudas a las renovables provocaron un auge de instalaciones en un momento inadecuado desde el punto de vista tecnológico, sobre todo de la fotovoltaica, implicando unas primas a la inversión que dispararon los precios y que engrosaron el déficit de tarifa, sin que se tomaran medidas para corregir una norma que mostró deficiencias rápidamente⁵⁰.

50 Las enormes primas que recibió la generación fotovoltaica respondió tanto a la inmadurez de la tecnología como a una normativa desacertada. La norma, Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establecía una elevada retribución y no ponía límite a la potencia instalada para acogerse a esta tarifa, atrayendo numerosas inversiones.

GRÁFICO 16. PRIMAS ESPECÍFICAS A RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS, 2004-2014

(Millones de euros)



Fuente: Mielgo, P., *El sector eléctrico español*, septiembre de 2017 a partir de datos de la CNMC.

Esta situación llevó a que en la Ley de 24/2013 se eliminara el régimen especial. Existiría un único régimen de mercado que se regiría según las reglas establecidas, aunque se mantendrían las ayudas a la generación de renovables y de la cogeneración, pero reducidas. También se modificó el cálculo de retribución de las renovables.

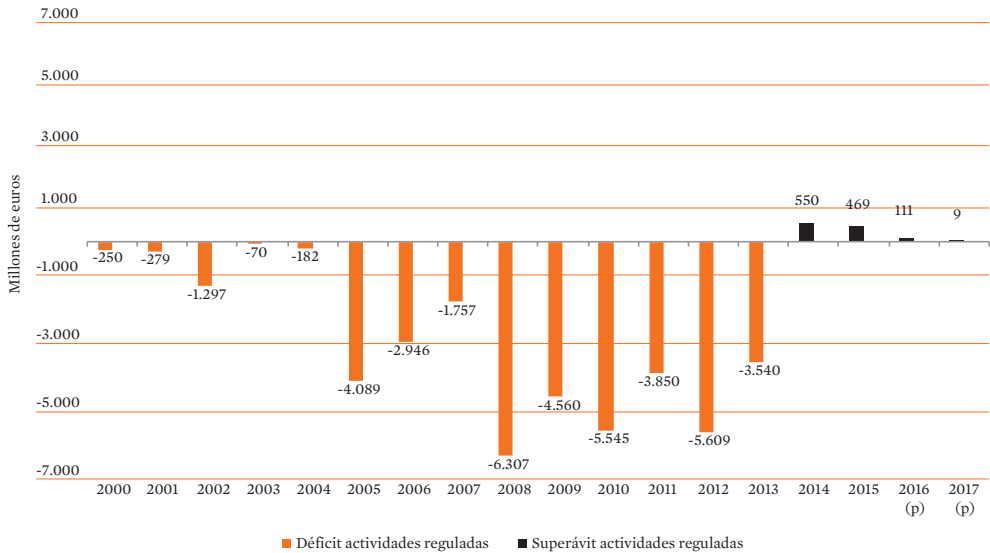
No obstante, resulta incierto calcular el impacto final que este recorte de ayudas a las renovables podría tener para las arcas públicas, puesto que este recorte ha traído consigo reclamaciones tanto de los inversores internacionales, ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI), del Banco Mundial, por incumplimiento de la Carta de la Energía, al considerar que los estados deben garantizar condiciones estables a los inversores de otros países que realicen inversiones en sus territorios, como de los inversores nacionales que, en este caso, en la jurisdicción española solicitan una solución no discriminatoria frente al resto de inversores.

Déficit de tarifa

Pese a que los últimos ejercicios se han cerrado son superávit de tarifa, a finales de 2016 la deuda pendiente del déficit acumulado ascendía a 23.070,4 millones de euros, coste que se traslada a los consumidores finales a través del recibo de la luz.

El impacto de las anualidades del déficit de años anteriores en los costes de acceso de 2016 alcanzó el 16,7 por 100, siendo en su mayoría costes asociados al fondo de titulización.

Este déficit de tarifa es un activo en los balances de las empresas eléctricas bajo la forma de derechos de cobro. Para eliminar de los balances el déficit de tarifa acumulado, las compañías eléctricas cedieron sus déficit al Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico,

GRÁFICO 17. RESULTADO DE LAS LIQUIDACIONES DE CIERRE DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Fuente: CNMC.

de modo que el Gobierno los podría titularizar y con la venta de los títulos poder pagar a las eléctricas para de ese modo, disminuir esos derechos de cobro. A finales de 2016 el derecho de cobro asociado a FADE representaba el 79,9 por 100 del importe total de la deuda del sistema eléctrico pendiente de cobro⁵¹.

Tras años consecutivos de déficit, y tras la aplicación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y la mencionada Ley 15/2012, 2014 fue el primer ejercicio en el que el sistema eléctrico generó superávit, por importe de 550,3 millones de euros. En 2015 y 2016 el resultado fue nuevamente superavitarario, por valor de 469,3 y 110,9 millones de euros, respectivamente (gráfico 17).

Sin embargo, estos superávits no han podido destinarse a reducir el déficit, por falta de desarrollo reglamentario del mecanismo previsto por la Ley del Sector eléctrico, de modo que son depositados en una cuenta específica del órgano encargado de las liquidaciones. Como señala la CNMC⁵², la imposibilidad de amortizar la deuda con los superávits generados no resulta coherente con el elevado coste financiero que suponen los intereses de la deuda, que se estiman alcanzarían 765,7 millones de euros a finales de 2017.

51 El resto de los derechos de cobro de esa deuda está en manos de entidades financieras (un 12,6 por 100) y de vehículos de titulización extranjeros (un 7,5 por 100).

52 CNMC, *Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico*, 16 de marzo de 2017. Expediente núm. INF/DE/049/17.

Retribución sistemas no peninsulares y tasa CNMC – antes costes permanentes

La retribución de los sistemas no peninsulares es una compensación por los mayores costes asociados a la generación de electricidad en los territorios extrapeninsulares, Ceuta y Melilla, y en los insulares, Baleares y Canarias. Con este tipo de compensación,

se buscaba que el precio de la electricidad fuera el mismo independientemente del lugar de generación, siendo el sobrecoste repercutido a todos los consumidores de electricidad. En la actualidad, el precio de la electricidad solo recoge el 50 por 100 de esta compensación, el resto lo soportan los PGE.

Por su parte, la tasa CNMC va dirigida a financiar la actividad de este organismo. Desde la aprobación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) integraría en su estructura a la Comisión Nacional de Energía, siendo desde entonces la encargada de garantizar, preservar y promover el correcto funcionamiento, la transparencia y la existencia de competencia efectiva en los mercados y los sectores de la energía en beneficio último de los consumidores y usuarios.

2.1.3. Impuesto especial sobre la electricidad, IVA y otros

Los impuestos asociados al consumo de electricidad son de dos tipos: el llamado impuesto sobre la electricidad y el impuesto sobre el valor añadido (IVA). Esta carga fiscal supone algo más de una cuarta parte del precio final que pagan los consumidores de electricidad.

El impuesto especial sobre la electricidad⁵³ es un impuesto indirecto que grava, en fase única, el suministro de energía eléctrica para su consumo⁵⁴. La base imponible está constituida por el importe total de la contraprestación de las operaciones sujetas, en este caso el suministro de energía eléctrica. Sobre esta base imponible se establece un coeficiente a un tipo del 5,1 por 100 (con unos tipos mínimos por MWh). Este impuesto se entrega a las comunidades autónomas que son las responsables de su inversión.

El IVA que se aplica al consumo de electricidad es del 21 por 100, pese a que, como se ha indicado anteriormente, podría considerarse un bien de primera necesidad. Además se carga sobre la otra figura impositiva, el impuesto sobre la electricidad.

Aunque resulta difícil establecer comparaciones directas entre los Estados miembros, dado que las estructuras impositivas y de recargos son muy diferentes, cabe simplemente señalar que el tipo del IVA en España es superior al de Reino Unido, Francia, Italia, Alemania o Irlanda y que solamente es superado por el IVA que pagan los países nórdicos y Portugal.

53 Ley 28/2014, de 27 de noviembre, por la que se modifican la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el valor añadido, la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos especiales, y la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras.

54 Este impuesto nace en la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, y se vincularía a la necesidad de modificar el sistema de financiación del apoyo a la minería del carbón.

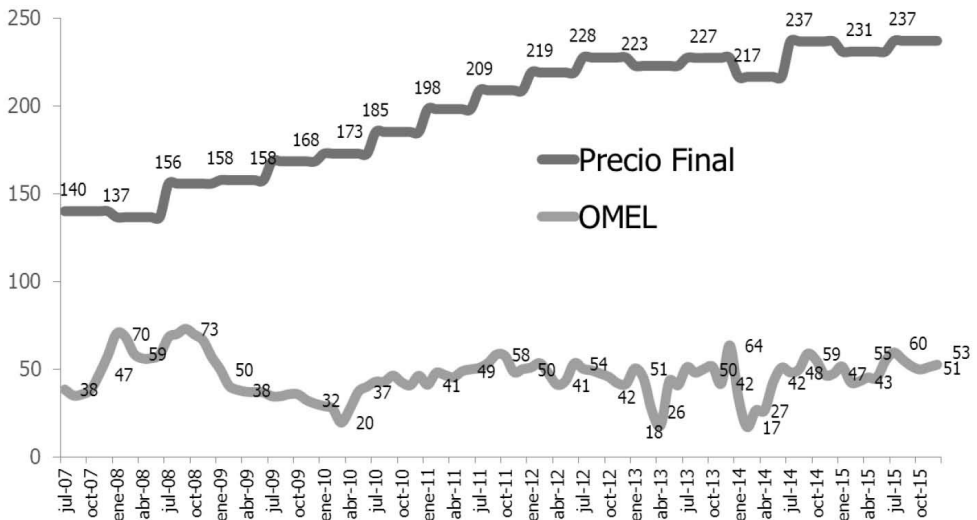
Finalmente, cabe señalar que varias comunidades autónomas crearon cánones o impuestos sobre la actividad eléctrica que, en virtud de la posibilidad que les otorgaba la Ley 24/2013, podrían trasladarse a los clientes eléctricos de cada comunidad autónoma, siempre y cuando se aportase el importe de la recaudación por cada tributo. Así, aunque en principio estos tributos gravan las actividades o instalaciones dedicadas al suministro eléctrico, se repercute a los consumidores a través de la tarifa⁵⁵.

2.2. CRECIMIENTO DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Tal y como se acaba de describir, la evolución del precio final de la electricidad en España contrasta con la del precio mayorista de la electricidad, que además es uno de los más bajos de la Unión Europea.

Se ha constatado que esta trayectoria responde principalmente a la parte del precio determinada por los costes de acceso, es decir, a las medidas específicas de regulación

GRÁFICO 18. PRECIO DE MERCADO Y PRECIO FINAL DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA



Fuente: Mielgo, P., *El sector eléctrico español*, septiembre de 2017 a partir de datos de la OMEL y UNESA.

55 Además, la disposición adicional 15 del Real Decreto-ley 20/2012 obligaba al cobro de estos suplementos territoriales y el Auto ATS 2096/2017, del Tribunal Supremo, Sala de lo Contencioso, de 10 de marzo de 2017 consideró que (aun cuando este precepto fue posteriormente derogado) era de obligatoria aplicación, dando un plazo de tres meses al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital para que aprobara una Orden con dichos suplementos territoriales. El suplemento ha sido aplicado solo en Cataluña, Castilla-La Mancha, La Rioja y Comunidad Valenciana porque fueron las únicas que aportaron información sobre la recaudación tributaria correspondiente a la actividad eléctrica en 2013. La cuestión es si esto abre la posibilidad de que los clientes en territorios con mayor parque de generación, véase gráfico 7, tuvieran que soportar en su tarifa un sobrecoste cuando en realidad la generación atiende a toda la demanda del sistema.

del sector, como son los apoyos a las renovables o los aumentos en su fiscalidad; aunque bien es cierto que la factura tiene integrado el impacto de ambos sobre el precio desde hace tiempo⁵⁶.

De hecho, una de las alternativas que se han barajado para rebajar el precio de la electricidad es la eliminación de estos cargos de la factura eléctrica a través del traslado de las partidas no relacionadas con el suministro de electricidad a los Presupuestos Generales del Estado. Sin embargo, hasta ahora los compromisos de cumplimiento del objetivo de déficit con la Unión Europea han dificultado esta posibilidad.

No obstante, el problema de que los precios sigan subiendo también es achacable al sistema de fijación establecido en la legislación actual⁵⁷, que no solo los condiciona a subastas, fijando la cotización hora a hora con precios marginales en mercados mayoristas, de modo que es la previsión de consumo, y dentro de ella la oferta más cara, la que establece los precios, sino que también tiene una parte regulada para consumidores con potencia contratada de menos de 10 kW y acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Además, el Tribunal Supremo declaró nulo en noviembre de 2015 el cálculo del margen de comercialización de las eléctricas, que afecta a la tarifa regulada, exigiendo una regulación precisa de la metodología de cálculo. Esto ha supuesto una revisión de las facturas de consumidores acogidos a PVPC desde el 1 de abril de 2014, en que entró en vigor esa regulación, hasta el 31 de diciembre de 2016, en que se sustituyó. Esta revisión podría tener un impacto sobre la factura en los primeros meses de su aplicación⁵⁸.

Asimismo, cabe señalar también que los escasos avances en el mercado interior de la energía en la Unión Europea no han facilitado una mayor convergencia en los precios, sobre todo en los minoristas. En los mercados minoristas, la fragmentación del mercado interior resulta evidente y responde a unos sistemas de distribución de la red, unas políticas energéticas y climáticas nacionales descoordinadas, así como a diferencias en impuestos o gravámenes y en la reglamentación de las tarifas de la red⁵⁹. Además, esta falta de homogeneidad condiciona la elaboración de análisis comparados, dificultando la identificación de los aspectos que afectan diferencialmente a la competitividad.

56 El efecto de estos dos elementos sobre los precios está incorporados desde hace tiempo a la factura de la luz. Prácticamente no se ha instalado energía renovable desde hace seis años y, por otra parte, los impuestos tampoco han variado desde 2012.

57 Hasta 2013, en el caso de los consumidores domésticos, el precio base del consumo eléctrico se fijaba para todo un trimestre con medio año de antelación, sistema que proporcionaba una mayor estabilidad en precios. Con el objetivo de reducir los precios del MWh, a partir de abril de 2014 el precio de la electricidad pasó a negociarse día a día.

58 Las eléctricas ya han recurrido el nuevo margen de comercialización, que supera un poco el margen anterior establecido, apoyado en un informe de la CNMC que aconsejaba una revisión superior.

59 COM (2014) 21 final, *Precios y costes de la energía en Europa*.

3. Consumo eléctrico

3.1. LA ELECTRICIDAD COMO INPUT PRODUCTIVO: EFECTOS SOBRE LA COMPETITIVIDAD

El acceso a fuentes de energía competitivas es un argumento fundamental en la toma de decisiones empresariales de inversión y determina la competitividad de las empresas en los mercados internacionales. De ahí que la preocupación por la evolución reciente de los precios de la electricidad y su impacto sobre la competitividad, principalmente de la industria, forme parte de la agenda política tanto a nivel comunitario como español⁶⁰.

Una manera de evaluar en qué medida los precios de la electricidad afectan a la competitividad de las empresas españolas es llevando a cabo un análisis comparado de los precios que pagan los consumidores industriales⁶¹ por ella a partir de la información recogida por Eurostat.

No obstante, Eurostat subraya la falta de homogeneidad en esta estadística, siendo una de las principales fuentes de divergencia en los precios entre los Estados miembros la existencia de diferentes políticas impositivas e indicando la falta de armonización fiscal en este terreno⁶². Además, junto a esta distorsión Eurostat indica que otra fuente de disparidad es la diferente manera de facturar la electricidad, de modo que la composición de impuestos o tasas que deben incluirse o no difiere entre países y dificulta la comparación directa. A pesar de ello es la única fuente estadística que permite una mínima comparación de precios y que, a los efectos del presente informe, facilita el análisis de su impacto sobre la competitividad empresarial.

Los precios que pagan los consumidores industriales no son homogéneos y varían en función de la intensidad con que se utiliza la energía eléctrica. De ahí que resulte necesario distinguir tres tipos de consumidores industriales. Por lo general la mayor parte de los estudios analizan dos bandas de consumo: la IC (entre 200 y 2.000 MWh), que se puede considerar un consumo medio y la IF (entre 70.000 y 150.000 MWh), que sería un consumo alto. Pero se ha considerado que en el caso español, donde la presencia de pymes, y especialmente de micropymes, es muy elevada y donde, por lo general, pertenecen al sector terciario, resultaría conveniente analizar la banda de consumo más baja, la IA (inferior a 20 MWh)⁶³.

En los últimos diez años, los precios de la electricidad en el conjunto de la Unión Europea y en España han seguido una trayectoria ascendente para los consumidores industriales, más evidente para el caso de los pequeños consumidores de electricidad

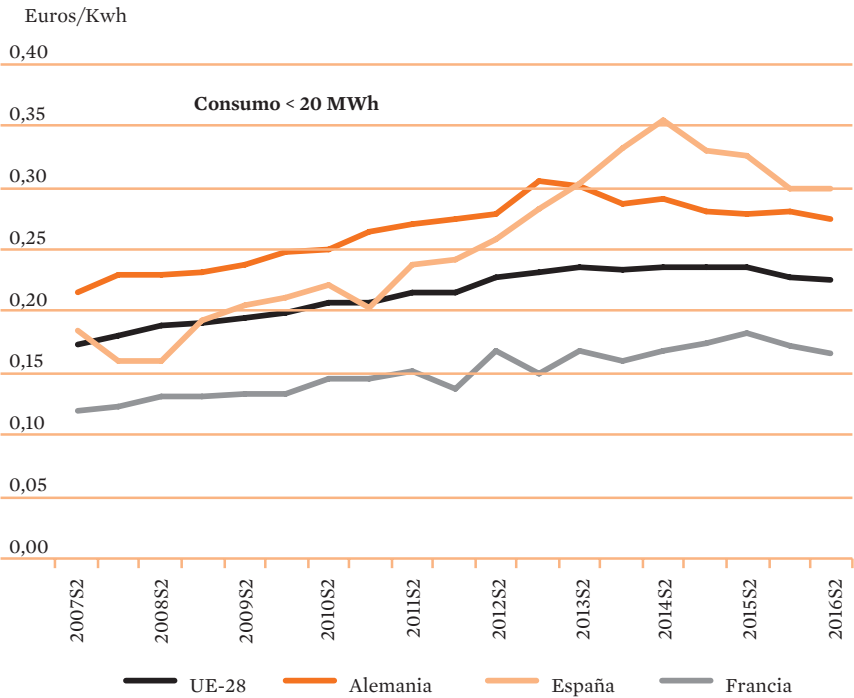
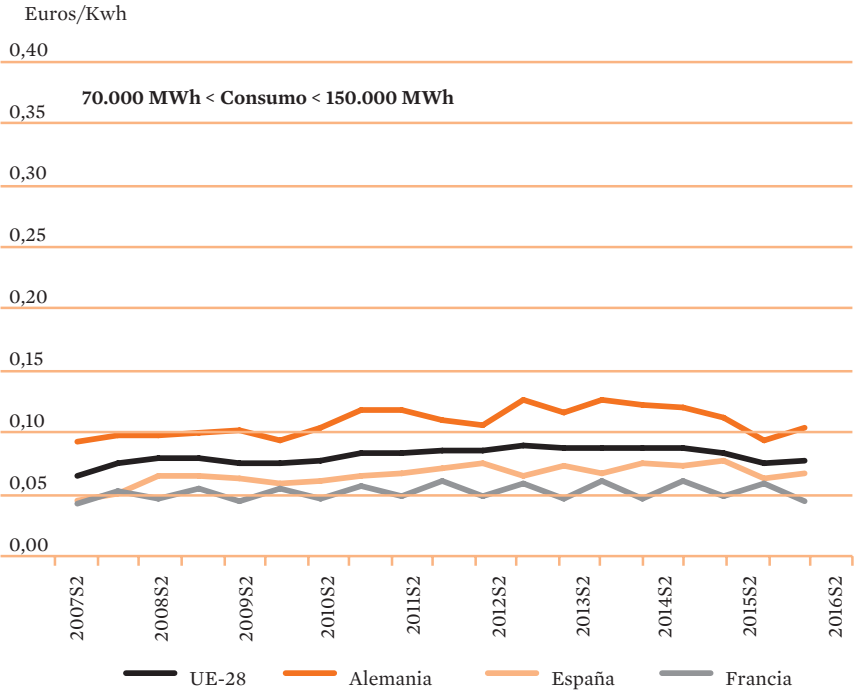
60 El tercer objetivo de la Agenda para el fortalecimiento del sector industrial en España, de julio de 2014, se centra en la necesidad de asegurar un suministro energético estable, competitivo y sostenible dentro de la Unión Europea.

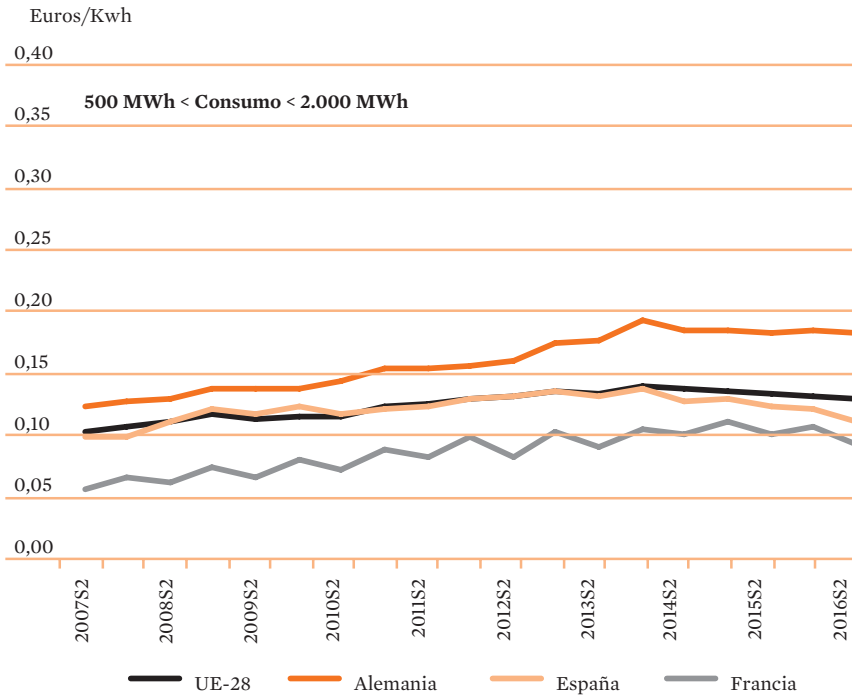
61 Eurostat utiliza el término consumidores industriales para referirse a los consumidores empresariales en general, es decir, aquellos para los que la electricidad constituye un coste de producción.

62 Eurostat, *Compilers guide on European statistics on natural gas and electricity prices*, 2016 edition.

63 Bien es cierto que cuando se analiza la competitividad se suele hacer desde la perspectiva de la competitividad externa de las empresas y, generalmente, se asocia a las grandes corporaciones internacionales, sin embargo, resulta igualmente relevante analizar la competitividad interna, máxime dado el entorno cada vez más globalizado y digitalizado.

GRÁFICO 19. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS FINALES DE LA ELECTRICIDAD PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES, 2007-2016





Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

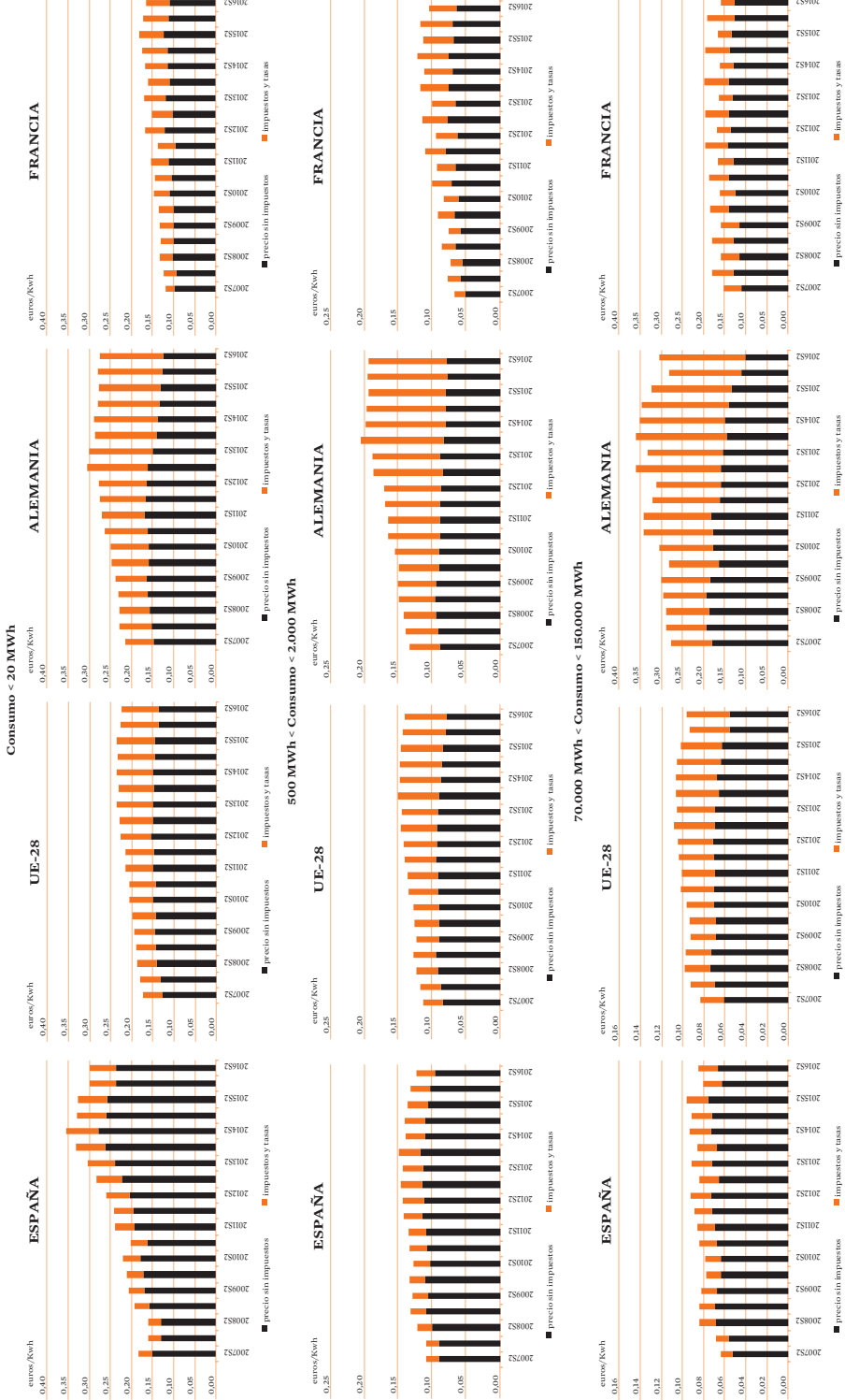
(menos de 20 MWh) que para los de mayores consumo (entre 70.000 y 150.000 MWh). Esta evolución al alza habría impactado negativamente sobre los costes y, en consecuencia, sobre la competitividad empresarial y coincidiría, al menos durante los primeros años, con la crisis económica añadiendo a más dificultades a la actividad económica y empresarial.

En concreto, los precios que pagan los consumidores industriales españoles están en línea con los pagados de media en la Unión Europea, salvo en el caso de los pequeños consumidores industriales, por debajo de los 20 MWh, que desde 2013 pagan precios superiores a los precios de Alemania.

El análisis comparado de precios ha tomado a Alemania y Francia, dado que son los principales socios comerciales de España en la zona euro y, por tanto, la diferencia en costes de la electricidad afecta a su posición competitiva relativa. En este sentido, cabe subrayar que los precios de la electricidad en Alemania para los consumidores industriales son, salvo en el caso indicado de los pequeños consumidores industriales, superiores a los de España y a los de la media comunitaria. Francia, por su parte, presenta unos precios de la electricidad para consumo industrial inferiores.

No obstante, si se tiene en cuenta el precio antes de los impuestos, los precios españoles son los más elevados, incluso por encima de los alemanes. De hecho, los precios finales alemanes son los que, según los datos de Eurostat, soportan una mayor carga impositiva

GRÁFICO 20. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES, 2007-2016 (Precios antes de impuestos y tasas sobre el consumo)



Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

sobre el consumo, independientemente del tamaño del consumo industrial, ya que en dicho país los cargos de las renovables se pagan a través de los impuestos.

En definitiva, los pequeños consumidores industriales españoles son los que comparativamente soportan mayores precios de la electricidad, tanto frente a sus homólogos comunitarios, como frente al resto de consumidores empresariales en España⁶⁴. Además, los precios que pagan por la electricidad han seguido una trayectoria ascendente hasta el segundo semestre de 2014, cuando estos consumidores pagaron más de 0,35 euros por KWh –nivel máximo en el decenio considerado. Desde entonces, los precios para los pequeños consumidores empresariales se han suavizado pero siguen por encima de la media comunitaria e incluso por encima de los precios alemanes.

Esta realidad junto a la de los consumidores domésticos, que se expone más adelante, ponen de manifiesto que los cambios normativos tras la Ley 24/2013, de 26 de diciembre no han conseguido un menor precio para los consumidores de electricidad ni, en consecuencia, un descenso de los costes eléctricos que pesan sobre la competitividad, en línea con las dudas que ya manifestó este Consejo en su Memoria de 2013.

De hecho el CES se hacía eco de la aprobación a principios de 2014 del nuevo sistema de fijación de precios⁶⁵ de la electricidad con el objetivo de poner fin al sistema de subastas que determinaba hasta entonces el precio de la electricidad para los clientes domésticos y las pymes con tarifa de último recurso. Sin embargo la evolución de los precios de la electricidad y la variabilidad a la que están sujetos subrayan que el sistema ha aumentado el coste para las empresas de menor tamaño, afectando, en definitiva, a su competitividad; si bien es cierto que, para la mayor parte de las pymes españolas, el gasto en electricidad supone una parte muy pequeña de su estructura de costes.

El análisis de la evolución del coste de la energía eléctrica y su impacto sobre la competitividad empresarial debe contemplar también el caso especial de la industria electro-intensiva, para la cual la electricidad es una de las materias primas fundamentales en su proceso productivo, llegando en algunos casos a superar la mitad de los costes de producción.

Los grandes consumidores de electricidad

Las empresas o grupos empresariales grandes consumidores de electricidad consumen de manera conjunta del orden de 30 TWh, es decir, alrededor del 12 por 100 de la demanda peninsular de electricidad⁶⁶. En España estas compañías desarrollan su actividad principalmente en sectores como la siderurgia, los metales no férreos, el cemento, gases industriales y sector químico.

64 De hecho, en el caso de los consumidores industriales españoles la realidad es la opuesta.

65 Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014 y Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor.

66 Soto Martos, F., «Sistema eléctrico y competitividad de los grandes consumidores industriales», *El sistema eléctrico español. Implicaciones de la reforma energética*, 2014.

Este tipo de industrias, que en su mayoría son grandes corporaciones internacionales, presenta una elevada sensibilidad a las variaciones de los precios de la electricidad puesto que afectan sustancialmente a su competitividad; de modo que, unos precios comparativamente más elevados en España pueden llegar a provocar decisiones empresariales en perjuicio de la producción y la inversión en el país.

Debe tenerse en cuenta que las industrias grandes consumidoras de electricidad –que suelen consumir la electricidad de manera modular, es decir, minimizan su consumo en las horas punta y lo aumentan en las horas valle– resultan esenciales para el buen funcionamiento del sistema eléctrico ya que suavizan la demanda de electricidad y facilitan la integración de las energías renovables. Además, algunos grandes consumidores de electricidad participan en el mecanismo de interrumpibilidad, descrito en el apartado anterior, mecanismo esencial para el funcionamiento del sistema en su conjunto.

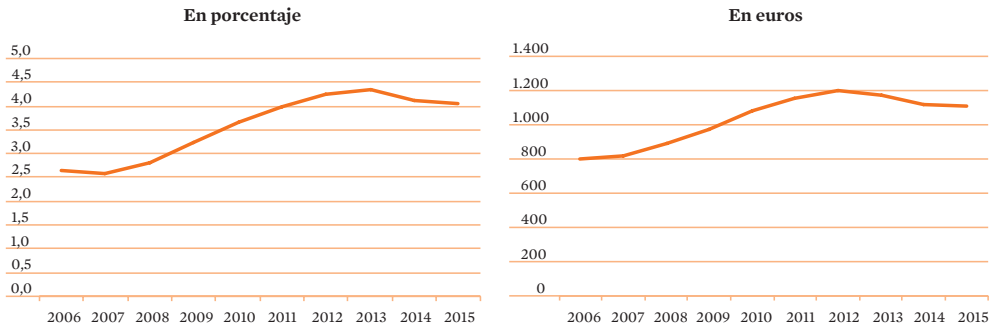
3.2. CONSUMO ELÉCTRICO DE LOS HOGARES. ASPECTOS SOCIALES

Más de la quinta parte del consumo energético en España responde a la demanda residencial, lo que convierte a los hogares en un importante elemento en el mercado de la energía. Como los sectores industrial y de servicios, el residencial tiene rasgos propios que evolucionan en función de aspectos demográficos, socioculturales, y económicos. Además, su consumo de energía, como el del resto de los bienes y servicios, se encuentra regulado por normas específicas para la protección de los derechos de los consumidores y usuarios.

De acuerdo con la información de la *Encuesta de Presupuestos Familiares* del INE, los hogares españoles dedicaron en 2015 una cantidad de 1.110 euros, como promedio, al pago de suministros de energía de distinto tipo. Entre 2006 y 2015 el gasto medio en consumo energético siguió una trayectoria ascendente que alcanzó su máximo en los años 2012 y 2013, llegando a situarse casi en 1.200 euros, un nada despreciable 50 por 100 más que en el inicio del periodo. Sin embargo, este importante incremento del gasto no se puede explicar enteramente por el aumento del consumo de energía, ya que precisamente en esos años, a partir de 2010, disminuyó de forma gradual el uso de las principales fuentes: la electricidad y el gas, además de los carburantes. La mayor parte de la demanda de energía de los hogares (59 por 100) se satisface con combustibles de origen fósil y renovable, aunque la electricidad ha ido ganando importancia en los últimos años hasta representar el 41 por 100, lo que se debe sobre todo a menor utilización de productos petrolíferos⁶⁷. Debe aclararse que la preferencia por los combustibles está motivada por el uso térmico (calefacción, agua caliente) que concentra el 40 por 100 de la demanda.

No obstante la tendencia al incremento del uso de electricidad por parte de los hogares, según los datos del INE habría disminuido como término medio en un 22 por 100 (medido en kW hora) entre 2010 y 2013, por efecto de la crisis. En ese periodo también descendió el uso de combustibles líquidos y carburantes. A pesar de esta evolución, el desembolso

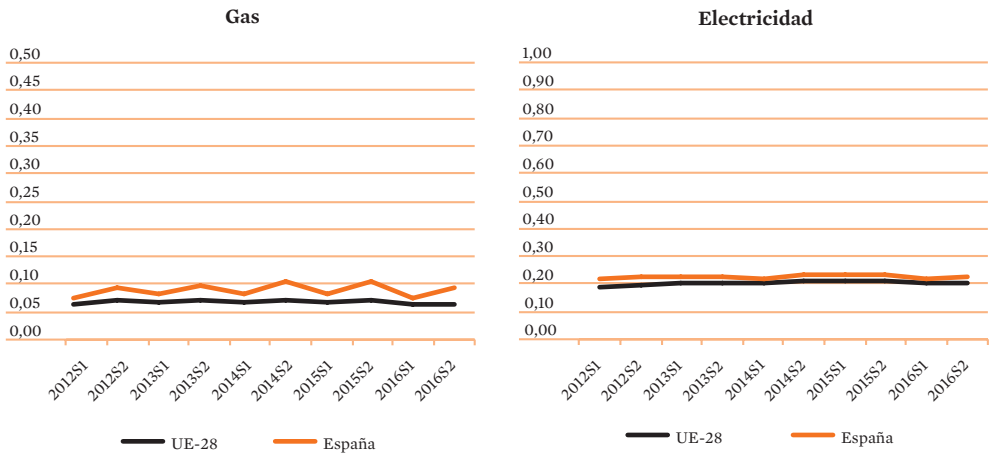
67 Ministerio de Industria, Energía y Turismo: *La energía en España*, 2015

GRÁFICO 21. GASTO EN CONSUMO DE ENERGÍA EN LOS HOGARES, 2006-2015

Fuente: INE, *Encuesta de Presupuestos Familiares*.

GRÁFICO 22. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD, UE-28 Y ESPAÑA

(€/kWh, impuestos y tasas incluidos)

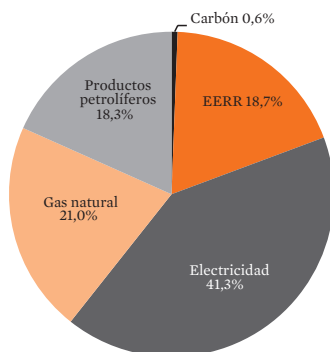


Fuente: Eurostat.

de los hogares para pagar el consumo de energía creció hasta superar el 4 por 100 de su gasto total, casi el doble de lo ocurrido solo seis años antes. Y ello se explica sobre todo por el incremento de los precios de algunas fuentes de energía en los años mencionados.

Tal como dice el informe sobre la Energía en España en 2015, en los últimos años se ha observado una caída más acusada de la demanda eléctrica frente a la usada para calentar las viviendas, debido principalmente a la subida de los precios y al mayor uso de combustibles fósiles para atender las necesidades de calefacción. Sin embargo, ambas han registrado descensos que se explican, en todo caso, por la peor situación económica de los hogares en el contexto de la crisis, aunque no puede perderse de vista la creciente influencia de las medidas de eficiencia energética en el ámbito de los hogares como posible factor explicativo en la batería de causas de la tendencia de descenso en el consumo de energía. No

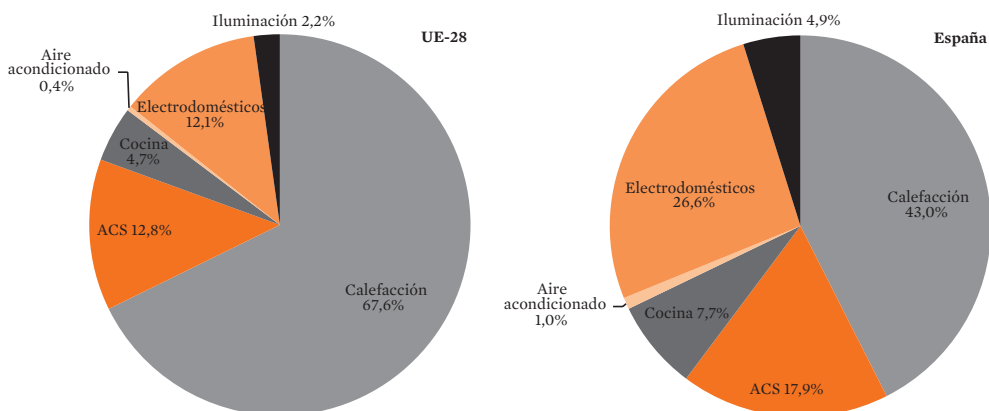
GRÁFICO 23. ESTRUCTURA DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LOS HOGARES ESPAÑOLES, POR FUENTES, 2014



EERR: energías renovables.

Fuente: MINETUR, *La energía en España*, 2015.

GRÁFICO 24. ESTRUCTURA DE CONSUMO DE ENERGÍA POR USOS DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UNIÓN EUROPEA



ACS: agua caliente sanitaria.

Fuente: MINETUR, IDAE- EnR.

puede descartarse, no obstante, que en los próximos años el consumo de energía eléctrica en los hogares se incremente de forma significativa a medida que los vehículos de motor eléctrico se vayan generalizando.

No todos los hogares consumen la misma cantidad de energía ni dedican la misma proporción de gasto a abastecerse con sus distintas fuentes, de modo que algunos de los rasgos de los núcleos de convivencia, como es su composición, determinan el volumen de energía utilizada así como la importancia de su adquisición en la estructura del gasto. En este sentido, las parejas con hijos constituyen los hogares que más dinero emplean cada año para abastecerse de energía, siendo mayor el gasto en los hogares que más hijos tienen. Sin embargo, no son estas las familias que más proporción de gasto emplean en el consumo energético. Así, los hogares constituidos por una sola persona mayor de sesenta y cinco años son los que hacen el mayor esfuerzo relativo (5,5 por 100 de su gasto total) a

la hora de pagar las facturas de suministros de energía, seguidos por las familias monoparentales (4,4 por 100). En cuanto a los usos de la energía, como se observa en el gráfico, la distribución de la demanda energética de los hogares en España difiere de la media de la UE-28. Aun siendo la calefacción el principal uso de la energía, al igual que en la media de la Unión Europea, su peso (43 por 100) es significativamente inferior al que representa en la media europea (67,6 por 100), debido a las diferencias climatológicas.

La generalización del consumo de energía eléctrica en los hogares a lo largo del siglo xx (la vida cotidiana hoy es casi impensable sin el recurso continuo a esta fuente de energía) ha convertido a la electricidad en un servicio esencial. Al mismo tiempo, en España, el acceso a ese recurso básico está determinado por las variaciones de un mercado con unas características muy particulares que no favorecen la estabilidad, y por tanto la previsibilidad, de los precios, dificultando la planificación de los gastos de las familias. Ya se ha explicado que desde el inicio del proceso de liberalización del sector eléctrico con la aprobación de la Ley 54/1997, del Sector eléctrico, base del marco legislativo del sector eléctrico español, y las sucesivas normas de diverso rango relativas al sistema, los precios han experimentado variaciones significativas, tanto por los cambios en la estructura de las tarifas como por la evolución en el mercado de su parte variable. En este sentido, tanto la Ley 24/2013, del Sector eléctrico, como el Real Decreto 216/2014, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, han sido determinantes en la evolución de la cantidad de dinero que los hogares han venido gastando en electricidad en los últimos años.

*La factura eléctrica de
los hogares*

En concreto, el Real Decreto 216/2014 estableció la regulación sobre la que se basan las relaciones entre los consumidores y las empresas comercializadoras y distribuidoras en relación con el suministro de energía eléctrica, mediante el establecimiento de sus derechos y obligaciones en el marco general de contratación. En este sentido, la norma estableció el PVPC como el precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de menos de determinada potencia contratada que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora. Se definió también la figura del consumidor vulnerable, vinculado a determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, estableciéndose su derecho a una tarifa reducida respecto del PVPC.

En la actualidad la parte fija de la estructura de la tarifa (regulada) supone entre el 50 y el 60 por 100, en tanto que la parte variable está sujeta a las distintas modalidades de contratación del suministro de energía:

El suministro de referencia es de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW y viene a sustituir al suministro de último recurso existente hasta la aprobación de la Ley 24/2013 del Sector eléctrico. Al consumidor que opta por esta modalidad se le aplican los precios voluntarios para el pequeño

consumidor (PVPC), que son únicos para todo el territorio español, siendo los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que asuman las obligaciones de suministro de referencia (anteriormente denominados comercializadores de último recurso).

Se trata de un precio calculado por REE en función del precio horario de los mercados diario e intradiario durante el periodo al que corresponda la facturación. Es la modalidad que se aplica por defecto a partir desde julio de 2014 si el consumidor estaba acogido anteriormente a la TUR.

Contratación en el mercado liberalizado mediante la contratación libre con una comercializadora.

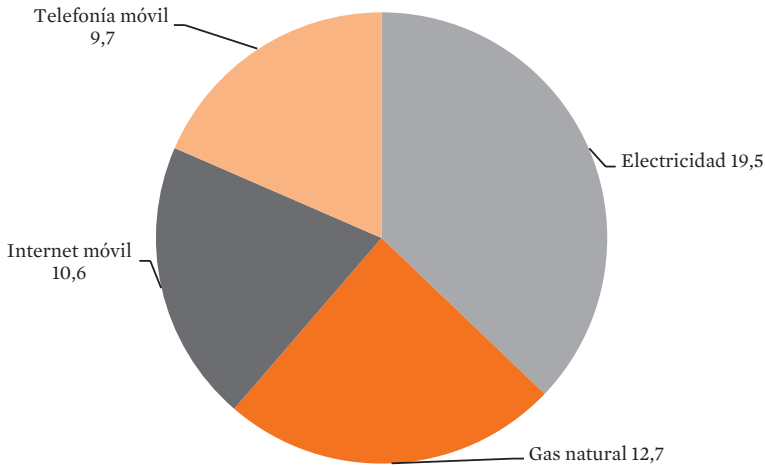
De manera transitoria hasta la aplicación del nuevo Bono Social, se contempló el suministro de último recurso para los consumidores vulnerables y para quienes no cumplieren los requisitos para la aplicación del PVPC y aún no dispusieran de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

La disposición de contadores digitales instalados constituye otro elemento clave en la tarificación, ya que los usuarios acogidos a alguna modalidad de PVPC y que cuenten con un aparato digital estarán sujetos a las variaciones de los precios del kilovatio cada hora en el mercado mayorista. Cabe recordar que el proceso de cambio de la tecnología analógica a la digital no ha estado exenta de polémica, por el temor que suscitaron en un primer momento las posibles consecuencias sobre la salud del incremento de radiación electromagnética generada.

Por su parte, los usuarios que no cuenten con estas instalaciones, obligatorias a partir del 31 de diciembre de 2018, estarán sujetos a precios fijados como valor promedio. En todo caso, el sistema de tarifas vigente recoge una gama muy amplia de posibilidades de contratación en la que las empresas comercializadoras, con su batería de ofertas, juegan un papel importante. Esta abundancia de tarifas, que pueden incluir modalidades como la tarifa plana, o el establecimiento de precios distintos en función de las horas del día, entre otras, puede llegar a hacer difícil una valoración cabal de los usuarios que deben escoger la más adecuada a las características de sus hogares. No obstante, existen algunas herramientas para comparar precios como la desarrollada por la CNMC a tal efecto.

En este contexto de elevación de los precios y de creciente complejidad, tanto de la gama de tarifas como de la facturación, los consumidores han mostrado insatisfacción con aspectos concretos del servicio de suministro de energía eléctrica. Así, de acuerdo con los datos del Panel de Hogares de la CNMC, en 2016 fue el servicio, de entre los analizados por ese organismo, que más descontento recabó, con un 20 por 100 de hogares que reconocieron estar «poco» o «nada satisfechos», frente al 13 por 100 de gas natural y el 10 por 100 de servicios de telecomunicaciones móviles. Los elevados precios (91 por 100) y la falta de claridad en las facturas y en los precios (48 por 100) son los principales motivos de insatisfacción.

GRÁFICO 25. HOGARES POCO O NADA SATISFECHOS CON DETERMINADOS SERVICIOS
(En porcentaje)



Fuente: CNMC, Panel de Hogares, 2017.

El contenido de la Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad, y más concretamente su artículo 17, determina que “se desglosarán en la facturación al usuario los diferentes conceptos en la forma que reglamentariamente se determine, al menos el coste de la energía, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos que correspondan, y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan”.

Por otro lado, el texto recoge los distintos modelos de factura, e incluye un diagrama que pretende informar al consumidor del destino del importe de su factura: este diagrama se divide en tres bloques: (i) impuestos, (ii) coste de producción y margen de comercialización y (iii) costes regulados.

La factura típica recoge los siguientes bloques de información:

1. Información del cliente y del suministro: la cabecera de la factura permite identificar el suministro (número de suministro, tipo de contrato, periodo de facturación, número y fecha de la factura, etc.) y el cliente al que se está facturando (nombre, dirección, forma de pago, etc.).
2. Facturación: término fijo y variable. A continuación aparece el detalle de los conceptos propiamente facturados. La factura de la electricidad está compuesta de un término fijo y un término variable. El término fijo (potencia) se calcula multiplicando la potencia contratada de cada cliente (kW) por el número de días del periodo de facturación y por el precio del término fijo (€/kW/día). El término variable (energía) se calcula multiplicando el consumo de dicho periodo (kWh) por el precio del término de energía (€/kWh).

Para los clientes con PVPC, la determinación del coste de producción de energía eléctrica se realizará con base en el precio horario del mercado diario durante el periodo al que corresponda la facturación. En el mercado libre, los precios y periodicidad de revisión de los mismos son los establecidos en las condiciones económicas o particulares de cada contrato. La suma del término fijo y del término variable constituye el importe base de facturación, al que se le aplican los posibles descuentos, según promociones que haya obtenido el cliente y, finalmente, se le añaden los impuestos.

El comercializador de referencia realiza la facturación que corresponda sobre la base de las lecturas reales y considerando los perfiles de consumo, salvo para aquellos suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, en los que la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo.

En la práctica, el objetivo del establecimiento de una factura eléctrica en la que los distintos conceptos que la integran sean claros y comprensibles para un ciudadano con un nivel medio de comprensión no se ha logrado, según el criterio del Defensor del Pueblo⁶⁸, razón por la cual en 2017 ha emitido la recomendación de explicar con claridad a los ciudadanos los diferentes conceptos que integran dicha factura, argumentando que ciertos costes regulados no se encuentran suficientemente explicados para los consumidores. La parte correspondiente a los “costes regulados” es la proporción fija que pagan los consumidores eléctricos en función de la potencia contratada, es decir, que no depende del consumo. Se trata de información de elevada complejidad, debido a su carácter altamente técnico, por lo que es preciso realizar un esfuerzo para explicar con claridad a los ciudadanos en qué consisten cada uno de los conceptos que integran la factura eléctrica.

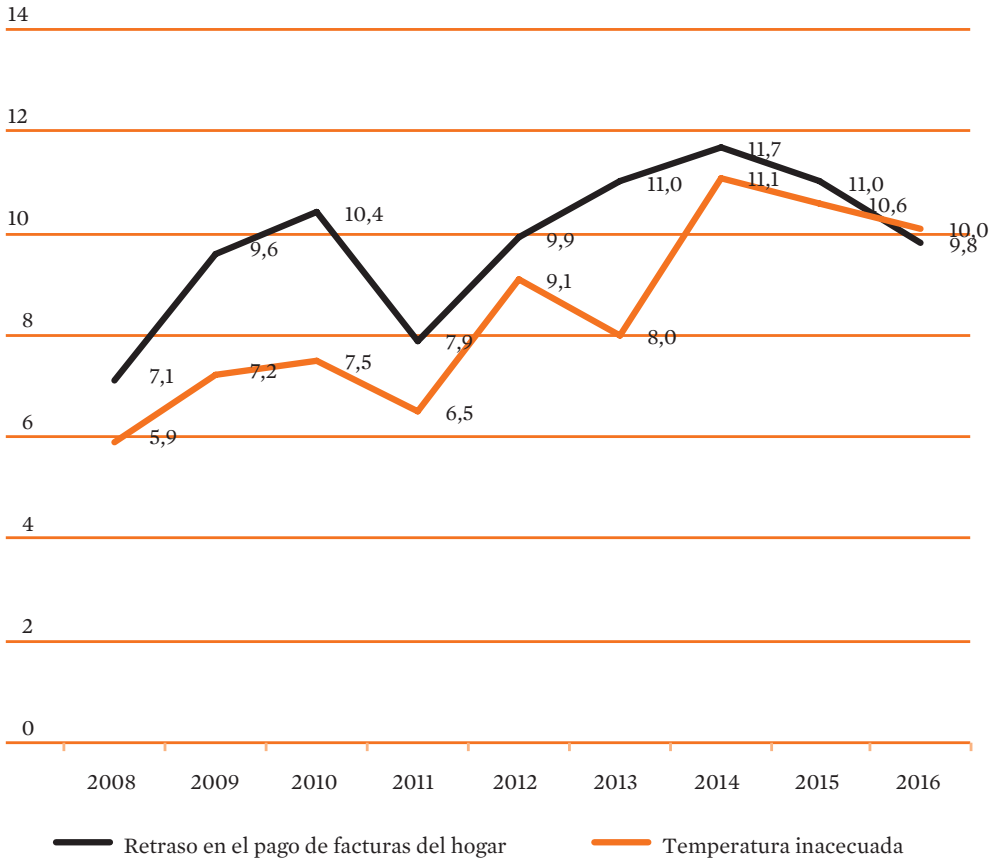
3.3. CONSUMIDORES VULNERABLES

Las diferencias en el consumo de energía en función de las características de los hogares apuntadas esquemáticamente, sugieren, en todo caso, que la propensión a la vulnerabilidad no es igual para todas las familias, siendo unos tipos de hogar más proclives que otros a padecer situaciones de dificultad relacionadas con este consumo.

En los diez últimos años se han puesto de manifiesto los problemas de muchos hogares para hacer frente a los gastos de suministros básicos de la vivienda, como los de la energía, en un contexto de precios crecientes de estos servicios. El descenso de las rentas medias de los hogares, que trajo como consecuencia una importante reducción del consumo y un empeoramiento de las condiciones de vida de una parte importante de la población, contribuyó al aumento del interés por el problema de la pobreza y sus distintas dimensiones, causas y consecuencias. En este contexto, el concepto de consumidor vulnerable, aún sin unos contornos rigurosamente definidos, ha ido cobrando importancia, no solo

68 Recomendación de 6 de febrero de 2017 al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, Secretaría de Estado de Energía.

GRÁFICO 26. EVOLUCIÓN DE VARIOS INDICADORES DE VULNERABILIDAD ENERGÉTICA, 2008-2016
(Porcentaje de hogares)



Fuente: INE, *Encuesta de Condiciones de Vida*, 2017.

en los análisis sobre la realidad social de los últimos años, sino también como sujeto de protección y regulación de carácter estatal.

Las consecuencias sociales de la crisis, aún no revertidas, se hacen visibles en el incremento del número de hogares con bajos ingresos o elevado endeudamiento. A ello se unen otras circunstancias, como la elevación de los precios de las principales fuentes de energía, los problemas de conservación o aislamiento ineficiente de las viviendas, o las instalaciones inadecuadas de calefacción o climatización en España. La identificación de estas circunstancias como factores causales, sin embargo, solo se ha traducido hasta el momento en respuestas institucionales parciales para afrontar el problema de la vulnerabilidad.

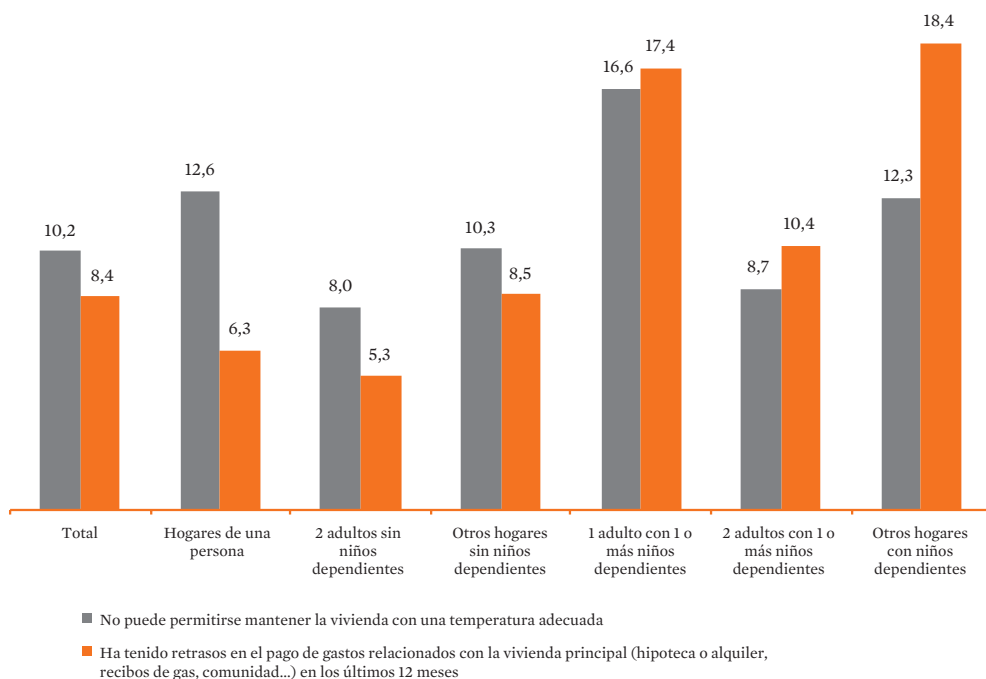
Aunque no se ha desarrollado todavía un indicador específicamente diseñado para medir el alcance de la vulnerabilidad de los consumidores frente a la energía, tanto Eurostat como el INE recogen algunas variables habitualmente utilizadas para aproximarse al problema. Entre los indicadores de carencia material considerados por el INE en la

Encuesta de Condiciones de Vida (ECV), dos se refieren a las dificultades de los hogares para cubrir necesidades esenciales a través del suministro de energía. Así, las variables “no poder permitirse mantener la vivienda con una temperatura adecuada en los meses de frío”, por un lado, y “tener retrasos en el pago de los gastos relacionados con la vivienda”, por otro, permiten, desde el punto de vista de las declaraciones de los hogares, un primer acercamiento, si bien parcial, al fenómeno de la pobreza energética.

Como se desprende de la última edición de la ECV, con datos de 2016, el 10 por 100 de las personas encuestadas reconocen su incapacidad para mantener su vivienda a una temperatura adecuada en invierno, una proporción superior a la observada en la Unión Europea (9,5 por 100), y superior también a la registrada años atrás en España. En efecto, este indicador ha sufrido una evolución negativa desde el inicio de la crisis en 2008 y en especial hasta 2014, cuando superó por primera vez el valor registrado en el conjunto de la Unión Europea, (10,2 por 100) alcanzado un 11,1 por 100. En los dos últimos años, en cambio, se ha reducido algo, pero sin llegar a los valores del inicio de la serie en 2008 (5,9 por 100).

Lógicamente, esta situación ha afectado más a los hogares con menos ingresos, siendo especialmente preocupante la proporción de los situados en las posiciones más bajas de la escala (28 por 100 en el primer decil y 20,5 por 100 en el segundo), ya que a lo largo de los últimos ocho años se ha duplicado el número de los que declaran no poder mantener

GRÁFICO 27. VULNERABILIDAD ENERGÉTICA SEGÚN TIPOS DE HOGARES, 2016
(Porcentaje de hogares)



Fuente: INE, *Encuesta de Condiciones de Vida*, 2017.

unas condiciones de temperatura adecuadas en sus viviendas. La composición de los hogares también resulta determinante en la evolución de la situación de vulnerabilidad definida por este indicador, de modo que aquellos en los que vive un solo adulto con niños (16, 6 por 100) son los que con mayor frecuencia muestran incapacidad para caldear sus viviendas en los meses de frío, seguidos por los integrados por una persona (12,6 por 100).

Por otro lado, el indicador de vulnerabilidad, definido por la incapacidad para hacer frente a las facturas de suministros de las viviendas, ha mostrado también valores en aumento, de manera especial hasta el año 2014, cuando se registró un mayor volumen de hogares en riesgo de desconexión por retrasos en los pagos de suministros (10, 2 por 100). A partir de 2015 el indicador ha reducido sin embargo su valor medio hasta 8,4 por 100. También en este caso los hogares monoparentales muestran un mayor grado de vulnerabilidad, al ser los que reconocen en mayor proporción tener retrasos en el pago de facturas de suministros de la vivienda (17,4 por 100).

Según la Directiva 2009/72/CE⁶⁹, los Estados miembros deben establecer medidas de protección para los colectivos vulnerables a la pobreza energética. En España, la creación en el año 2009⁷⁰ del

*Medidas recientes dirigidas
a los consumidores
vulnerables en España*

bono social, al que se acogieron en torno a 2,4 millones de hogares, supuso la aplicación de un descuento del 25 por 100 en la factura eléctrica sobre el PVPC⁷¹, si bien no resultó suficiente para atajar el problema de la vulnerabilidad del consumidor de energía, como tampoco lo fueron las medidas adoptadas por las comunidades autónomas y las corporaciones locales⁷².

En 2016, no obstante, se produjeron algunos avances normativos encaminados a paliar estas situaciones. Entre ellos se encuentra el Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica. Aunque esta normativa afecta sobre todo al mecanismo de financiación del bono social, obligando a asumir su coste a los grupos de sociedades o sociedades que desarrollen la comercialización de la energía eléctrica, prevé también la modificación de la definición de consumidor vulnerable

69 Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

70 Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

71 El 1 de abril de 2014 entró en vigor el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Esta norma regula el nuevo sistema para determinar el coste de energía de la factura de electricidad, denominado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (antes conocido como Tarifa de Último Recurso). Para contratar esta opción es necesario que la tensión con la que se realiza el suministro de energía no supere 1 kilovoltio (kV) y la potencia contratada no exceda los 10 kilovatios (kW). En aplicación de la norma (artículo 7.7), Red Eléctrica da a conocer, a través de su página web, los precios horarios del término de energía que se aplican en la factura eléctrica de los consumidores acogidos al PVPC.

72 Véase Informe CES 1/2017, *Políticas públicas para combatir la pobreza en España*.

mediante un reglamento, contemplando la situación de rentas del hogar. Entre otras novedades se introdujo la figura del “consumidor vulnerable severo” acogido a tarifas de último recurso, consumidores que debían estar siendo atendidos por los servicios sociales y para los que los suministros tendrían carácter de esenciales.

La asunción parcial del coste del suministro a este nuevo colectivo se configuró como una nueva obligación de servicio público⁷³. Sin embargo, el régimen de financiación del bono social ha sido fuente de polémica por cuanto que, de acuerdo con el Tribunal Supremo, incumple la exigencia establecida en la Directiva 2009/72/CE que establece que “las obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las empresas eléctricas de la Comunidad el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales”. Además, según ese Tribunal, vulnera el principio de proporcionalidad, “en cuanto que hace recaer la carga de financiación sobre determinados agentes del sistema eléctrico, con exclusión de otros, de manera indefinida y sin ningún tipo de medida compensatoria”.

En octubre de 2017 se aprobaron dos nuevas normas que debían recoger las obligaciones derivadas del Real Decreto 7/2016. Así, el Real Decreto 897/2017, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los

CUADRO 9. BENEFICIARIOS DEL BONO SOCIAL (RD 897/2017 y Orden ETU/943/2017)

Beneficiario	Descuento	Condiciones	Unidad familiar	Consumo máximo anual en kWhora	Plazo para el corte de suministro
Familias numerosas	25 por 100	Ninguna	3 o más hijos	3.600	2 meses
Pensionistas	25 por 100	Pensión mínima	Perceptores p. jubilación o incapacidad	1.680	2 meses
Consumidores vulnerables	25 por 100	Renta/año hasta 806,76	Sin menores	1.200	4 meses
		Renta/año hasta 1.075,68	1 menor	1.680	
		Renta/año hasta 1.344,60	2 menores	2.040	
Consumidores vulnerables severos	40 por 100	Rentas inferiores al 50 por 100 de los vulnerables.	Sin menores	1.200	4 meses
		Pensionistas con renta hasta 537,84	1 menor	1.680	
			2 menores	2.040	
				1.680	
En riesgo de exclusión	40 por 100	Atendidos por Servicios Sociales	Sin menores	1.200	Sin corte
			1 menor	1.680	
			2 menores	2.040	
			Familia numerosa	1.680	
				3.600	

Fuente: elaboración propia a partir de las normas citadas.

⁷³ Tribunal Supremo, sentencia 2.279/2016 y 2.280/2016, 24 de octubre.

consumidores domésticos de energía eléctrica, y la Orden ETU/943/2017, de desarrollo del anterior, recogen los nuevos requisitos para que la aplicación del bono social. La principal novedad viene dada por los criterios para aplicar los descuentos de dicho bono, que se establecerán en función de la renta en lugar de la potencia contratada, la percepción de pensión mínima o las situaciones de desempleo en la unidad familiar. Se establecen en su lugar tres categorías de consumidores vulnerables y se fijan los umbrales de renta para los diferentes descuentos en el PVPC. Tal como se advierte en el cuadro 9, los mayores descuentos se realizarán a los consumidores vulnerables severos y a aquellos que se encuentren en riesgo de exclusión. El umbral se incrementa para el caso de personas con discapacidad y para víctimas de violencia de género o de terrorismo.

Además, son considerados consumidores vulnerables los hogares formados por pensionistas con pensiones mínimas y todas las familias numerosas, independientemente de sus rentas.

El Real Decreto, por otro lado, regula el mecanismo para retrasar los cortes de suministro, e incluso evitarlos en los casos con mayor riesgo de exclusión. Así, los consumidores vulnerables severos que estén siendo atendidos por los servicios sociales de una Administración autonómica o local que financie al menos el 50 por ciento del importe de su factura (previo a la aplicación del bono), debido a su especial protección, serán considerados como consumidores en riesgo de exclusión social. El resto es financiado por las empresas comercializadoras, proporcionalmente al número de contratos de suministro, sin tener en cuenta el volumen de la energía comercializada.

En lo que respecta a la información sobre el bono social, la obligación de ofrecer dicha información para la protección al consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable, recae íntegramente en las empresas comercializadoras y no en la Administración.

3.4. AUTOCONSUMO Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El aumento de los precios de la electricidad, junto al desarrollo y abaratamiento de las tecnologías renovables y los avances en digitalización, justifican el creciente interés y empuje de las actividades de autoconsumo de electricidad. La favorable dotación de horas de sol de España y la creciente accesibilidad a las tecnologías fotovoltaicas, su modularidad y adaptabilidad han incrementado el interés en el autoconsumo por parte de las economías domésticas, los ayuntamientos, las pymes o las cooperativas, entre otros.

En un sentido estricto, se entiende por autoconsumo la capacidad que tiene un consumidor de generar electricidad para autoabastecerse. Esta solución es generalmente adoptada en las zonas remotas sin servicio de electricidad. Sin embargo, el autoconsumo surge, en la actualidad, como una opción para muchos otros consumidores de electricidad, que se complementaría, además, con el acceso a la red eléctrica convencional.

En este contexto se empieza a hablar de generación distribuida y autoconsumo, que se convierten en un elemento activo para la transición energética; así ha sido considerado

en el denominado Paquete de Invierno de la Comisión Europea que, como se explica más adelante en este informe, apuesta abiertamente por impulsar el derecho a generar, almacenar y vender electricidad y a obtener por ello una retribución justa; asimismo, defiende el derecho al autoconsumo compartido y la obligación por parte de los Estados miembros de simplificar los trámites.

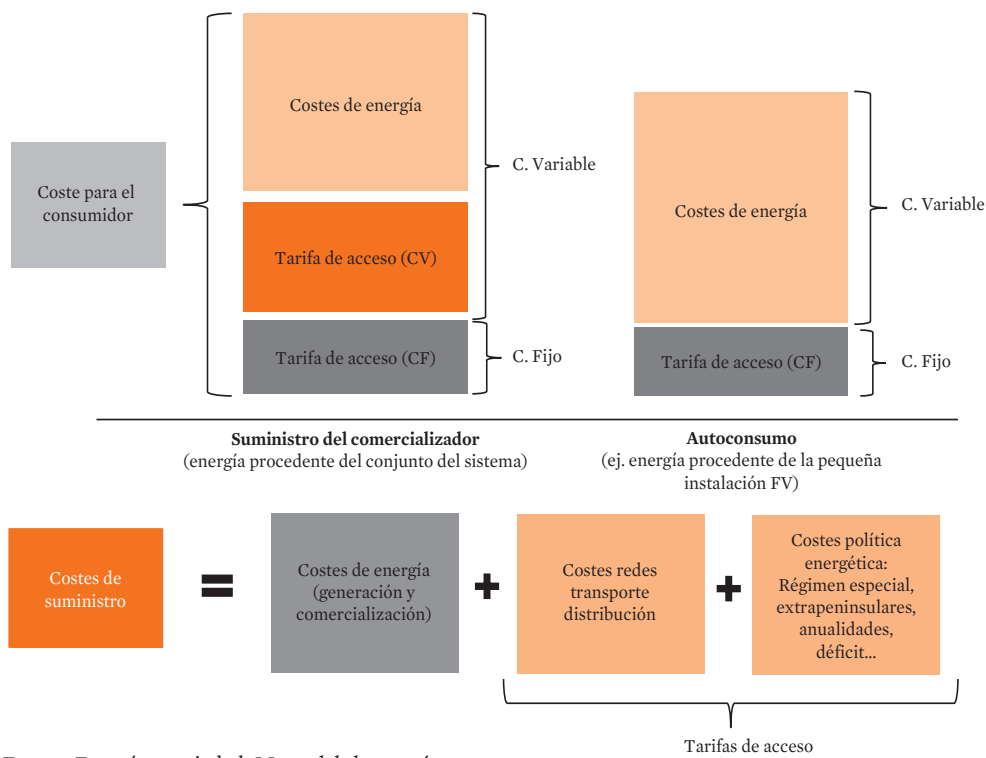
Por lo general, el autoconsumo presenta numerosas ventajas teóricas para los sistemas eléctricos. Así, por ejemplo, aumenta la proporción de electricidad generada por fuentes renovables, favoreciendo la necesaria transición hacia una economía descarbonizada. Además, aproxima las actividades de generación y de consumo, reduciendo los flujos de energía y limitando, por consiguiente, las pérdidas eléctricas y podría minimizar el impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno; asimismo, afecta al desarrollo de nuevas infraestructuras de transporte y distribución.

El principal inconveniente que plantea esta opción es el mismo que afecta al desarrollo de una gran parte de las energías renovables, es decir, la necesidad de asegurar potencia de respaldo. Asimismo, se apuntan otras desventajas como que su control no está centralizado en el operador del sistema, dependiendo de las circunstancias individuales de cada autoconsumidor, debilidad que puede mitigarse por la extensión de las redes inteligentes, y también que los costes son más elevados que los de los grandes parques renovables porque no se benefician de las economías de escala. Respecto a otras desventajas o costes, que generalmente se asocian a estas actividades, resulta conveniente subrayar que no lo son en sí mismas sino que están relacionadas con su tratamiento normativo.

En el caso español, el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo y, de acuerdo a su exposición de motivos, tiene como finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico. Es decir, su regulación se adapta a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico, por lo que las debilidades o deficiencias que afectan al diseño del sistema eléctrico español se han trasladado al tratamiento del autoconsumo en España. Además, la normativa española recoge una serie de trabas administrativas que dificultan la actividad de autoconsumo.

La debilidad más significativa de la regulación española sobre autoconsumo es, en primer lugar, el tratamiento de los costes de acceso dentro de los costes de la electricidad, costes de naturaleza fija, algunos relacionados con el acceso a las redes de distribución y transporte y otros relativos a decisiones de política energética (gráfico 28). La presencia de los costes de acceso generó un intenso debate a la hora de regular el autoconsumo, puesto que los costes fijos del sistema no desaparecen con el autoconsumo y tendrían que ser soportado por el resto de los consumidores, puesto que la norma establece que los peajes deben ser suficientes para recuperar los costes regulados.

GRÁFICO 28. COMPARATIVA DE COSTES QUE ASUME EL CONSUMIDOR CONVENCIONAL FRENTE A UNO QUE AUTOCONSUME CON UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA



Fuente: Energía y sociedad, *Manual de la energía*.

Pero por la configuración de la factura eléctrica en España parte de esos costes fijos o peajes se recuperan en la porción variable de la factura y, por tanto, los autoconsumidores no contribuyen a sufragarlos, puesto que, tal y como se ha establecido en la norma, los autoconsumidores conectados a la red solo tendrán que abonar la parte fija de la factura (ya que la parte variable se calcula en función del consumo de electricidad). Atendiendo a esta consideración, el regulador estableció el denominado peaje de respaldo o cargo transitorio por energía autoconsumida, también conocido como “impuesto al sol”. En realidad, si los peajes estuvieran definidos correctamente, aplicando todos los costes fijos en la parte fija de la factura –tras analizar la pertinencia de que todos esos costes sean soportados por la misma– no sería necesario ese recargo específico para el autoconsumo. Y aunque lo que pagarían los autoconsumidores no cambiaría, al menos aclararía los términos nominales del debate.

En definitiva, se puede concluir que el tratamiento normativo del autoconsumo en España vuelve a poner de manifiesto que la forma de integrar los costes regulados –en concreto los relacionados con decisiones de política energética– en las tarifas eléctricas españolas no es óptima. De cara a los consumidores, en general, y a los autoconsumidores,

en particular, debe ofrecerse una mayor transparencia, simplificación y racionalidad en la manera de cubrir los costes del sistema y en su traslado a la factura.

En segundo lugar, los trámites fijados en España para la legalización de las instalaciones son numerosos y no están armonizados, lo que va en contra del principio de simplificación administrativa.

En tercer lugar, en España, frente a otros países de su entorno, no todos los autoconsumidores tienen derecho a percibir una retribución a cambio de la energía vertida a la red. Los productores de pequeño tamaño (menos de 100 kW) pueden verter su excedente de producción a la red de manera gratuita, pero si quieren percibir una retribución tienen que hacer frente a numerosas cargas administrativas y formalidades tributarias.

En cuarto y último lugar, el tratamiento que el Real Decreto 900/2015 daba al autoconsumo no tomaba en consideración que, frente a los países de su entorno, en España, las ciudades tienen un carácter más compacto y que la prohibición del autoconsumo compartido constituía, en consecuencia, una importante restricción al desarrollo de esta actividad; como también sucede con las limitaciones y/o penalizaciones al uso de baterías como complemento de las instalaciones de autoconsumo.

CAPÍTULO III

RETOS Y OPORTUNIDADES

1. Cambio climático y descarbonización

Se entiende por cambio climático la variación global del clima de la Tierra, provocado tanto por causas naturales como por la acción del hombre, y se produce a muy diversas escalas de tiempo y sobre todos los parámetros climáticos. En promedio, la temperatura ha aumentado aproximadamente 0,6°C en el siglo xx, y el nivel del mar ha aumentado de 10 a 12 centímetros, debido principalmente a la desaparición de las masas de hielo que provocan la expansión de océanos.

El cambio climático constituye un fenómeno global por sus causas y sus efectos y requiere de una respuesta multilateral basada en la colaboración de todos los países. Esta respuesta se ha materializado en tres instrumentos jurídicos: la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), adoptada en 1992 y que entró en vigor en 1994; el Protocolo de Kioto de 1997; y más recientemente el Acuerdo de París de 2016. La Convención, ratificada por 186 países, tiene como último objetivo alcanzar una estabilización de la concentración de los gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera para impedir perturbaciones peligrosas de carácter antropogénico en el sistema climático global.

En 1997 los gobiernos acordaron incorporar una adición al Tratado de la CMNUCC, conocida como Protocolo de Kioto, que cuenta con medidas jurídicamente vinculantes.

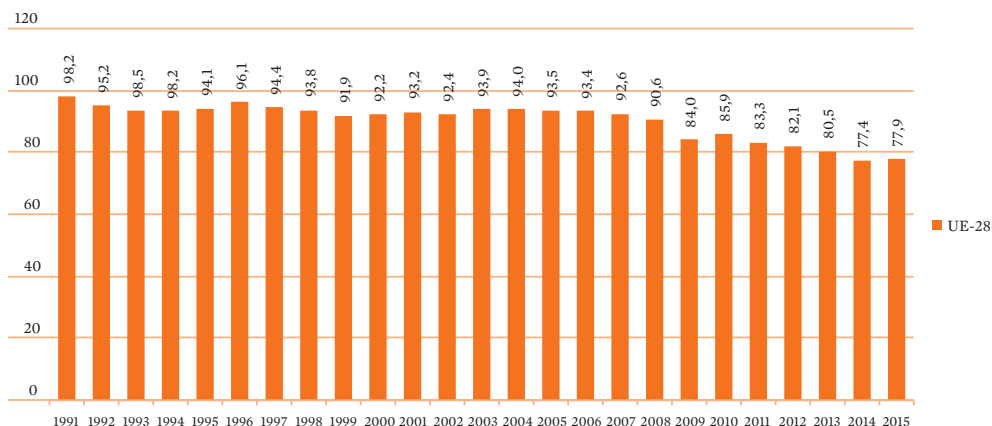
RECUADRO 3. PROTOCOLO DE KIOTO, 2008-2012

- Adoptado en 1997, entra en vigor en febrero de 2005.
- Periodo de aplicación 2008-2012.
- Establece por primera vez objetivos de reducción de emisiones netas de GEI para 37 países industrializados y la Unión Europea.
- Los países desarrollados debían reducir las emisiones GEI en al menos un 5 por 100 por debajo de los niveles de 1990.
- Establece tres mecanismos de flexibilidad que permiten a los países del Anexo I de la Convención el alcance de estos objetivos: comercio de emisiones, mecanismo de desarrollo limpio y mecanismo de aplicación conjunta.
- En 1997 la Unión Europea y sus Estados miembros asumen de forma conjunta y en el ámbito del primer periodo de compromiso la obligación de reducir sus emisiones en un 8 por 100 respecto al año base.
- Se realiza un reparto interno entre los Estados miembros cuyos compromisos varían en función de ciertos parámetros.
- En España el reparto supone la obligación de que la media de emisiones netas GEI en este primer periodo no supere el 15 por 100 del nivel de emisiones del año base.

Fuente: Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, Protocolo de Kioto.

GRÁFICO 29. EMISIÓN GEI PARA LA UE-28, 1991-2015

(En % respecto a año base)



Fuente: Eurostat.

Los datos de emisiones para la UE-28 ponen de manifiesto el cumplimiento de los objetivos para este primer periodo (gráfico 29).

En la Cumbre de Doha de 2012 (COP 18/COP-MOP 8), se acordó dar continuidad al marco jurídico del Protocolo de Kioto a través de la adopción de las enmiendas necesarias para hacer posible un segundo periodo de compromiso a partir del 1 de enero de 2013.

Para ese segundo periodo, la Unión Europea ha comunicado su intención de reducir las emisiones GEI un 20 por 100 respecto a 1990, en línea con el Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático. España, junto con el resto de Estados miembros de la Unión Europea, participa activamente en este proceso de negociación internacional a través de las reuniones anuales de las Partes de la Convención y del Protocolo de Kioto.

RECUADRO 4. ENMIENDA DE DOHA AL PROTOCOLO DE KIOTO, 2013-2020

- Este segundo periodo de compromiso incluye los nuevos compromisos de las partes del Anexo I del Protocolo de Kioto que accedieron a asumir compromisos en un segundo periodo.
- El Protocolo de Kioto cubre solo una parte de las emisiones de GEI a nivel mundial y, según los informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), son necesarias reducciones adicionales de emisiones para poder cumplir con el objetivo último de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Por ello, esta enmienda recoge una lista revisada de los GEI para este segundo periodo.
- Y las enmiendas a varios artículos del Protocolo de Kioto, relacionadas con el primer periodo de compromiso y que necesitaban ser actualizadas.
- Aporta continuidad al marco jurídico e institucional del Protocolo de Kioto.

Fuente: Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, Enmienda de Doha.

El sector energético (incluyendo la extracción, producción, transporte y uso de la energía) está plenamente implicado en este Protocolo, al representar la mayor fuente de gases de efecto invernadero, principalmente CO₂ y CH₄ procedentes de la quema de combustibles fósiles, de las minas de carbón, y de las instalaciones de hidrocarburos y gas. Los sectores transformadores “generación de electricidad” y “refino” tienen una importante contribución al efecto invernadero, si bien en los últimos años se está constatando su aportación en la reducción de emisiones (del 26,4 por 100 sobre el total alcanzado en 2012 al 18 por 100 registrado en 2016).

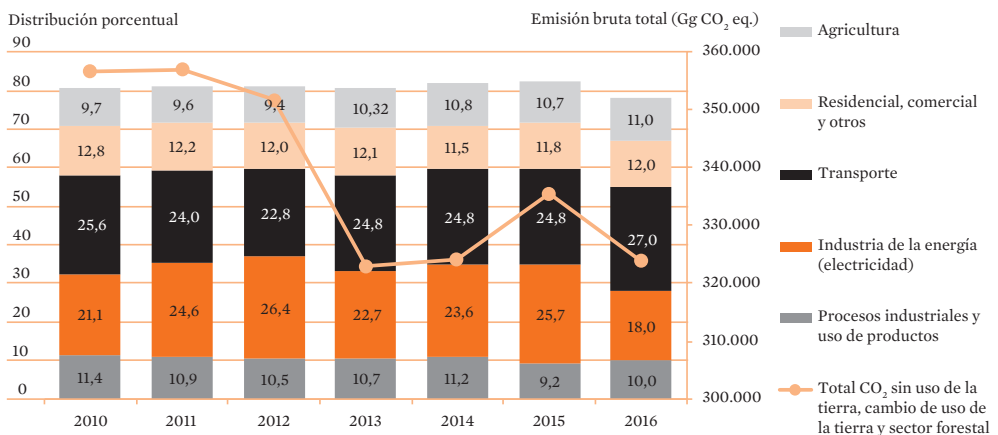
En España, entre 2010 y 2016 todos los sectores, a excepción del transporte, registraron descensos en sus emisiones de CO₂ (excluyendo el uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y sector forestal, LULUCF por sus siglas en inglés, que registran valores netos negativos correspondientes a la absorción neta de emisiones correspondientes a ese grupo), pero especialmente el sector de la electricidad, cuyo retroceso para ese periodo supera los 3 puntos porcentuales (gráfico 30).

En la 21.ª sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas (COP21, París, 30 de noviembre a 11 de diciembre de 2015) fue adoptado el Acuerdo de París, que se abrió para su firma el 22 de abril de 2016 y entró en vigor el 4 de noviembre de ese año, una vez alcanzada la condición de depósito de los instrumentos de ratificación, aceptación, o adhesión de al menos 55 Estados parte de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático que contabilizaran

El Acuerdo de París: COP21

GRÁFICO 30. EMISIONES GEI POR SECTORES EN ESPAÑA, 2010-2016

(Distribución porcentual y Gg CO₂ eq. para el total)



Fuente: Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, Oficina Española de Cambio Climático, *Comunicación al Secretariado de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Inventario nacional de emisiones GEI 1990-2015 y Nota informativa sobre el Avance de emisiones GEI correspondientes a 2016.*

al menos un 55 por 100 de las emisiones GEI, habiendo sido ratificado por 187 de los 197 países Parte de la Convención (hasta el 21 de septiembre de 2016, UNFCCC).

Este Acuerdo supone un hito histórico en la lucha contra el cambio climático, fundamental para la promoción de un desarrollo bajo en emisiones, resiliente al clima y sostenible. El objetivo del Acuerdo de París es reforzar la respuesta global a la amenaza de cambio climático tratando de que el aumento de temperatura previsto para el siglo XXI no supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales. Además, pretende mejorar la capacidad para afrontar los impactos asociados al cambio climático, aportar flujos financieros, y un nuevo marco tecnológico que permita reducir las emisiones GEI, apoyando especialmente a los países más vulnerables.

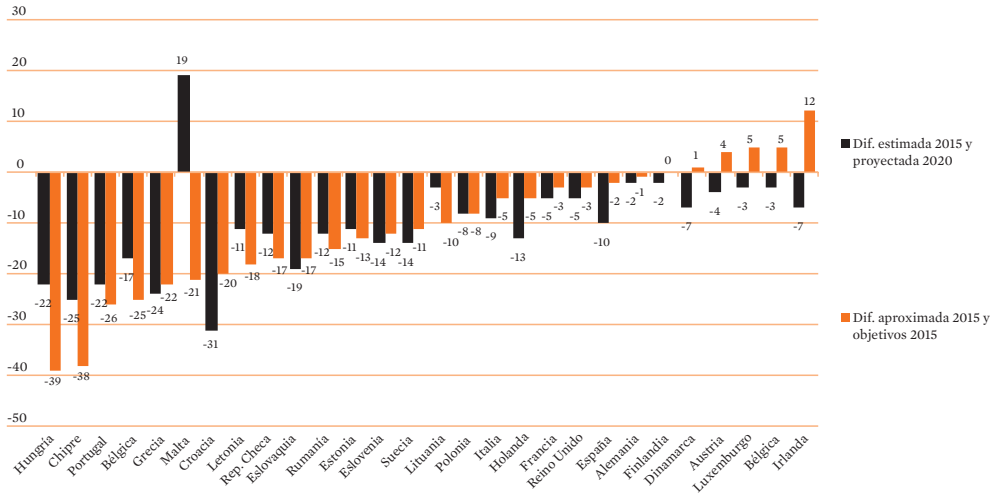
Pues bien, para afrontar este reto la energía es un ámbito fundamental. Los desarrollos en materia de energías renovables, mejora de la eficiencia energética o de transporte sostenible son determinantes para la descarbonización. Pero, además, la mitigación del cambio climático, a través de la innovación y del uso de tecnologías más limpias, supone una gran oportunidad para impulsar el desarrollo económico y para el crecimiento de las empresas que tomen el liderazgo.

RECUADRO 5. ELEMENTOS ESENCIALES DEL ACUERDO DE PARÍS

- Objetivo de largo plazo: limitar el aumento de temperatura por debajo de 2°C, tratando de no rebasar 1,5°C.
- Las Partes se comprometen a alcanzar el límite global de GEI mediante equilibrio entre emisiones antropogénicas y absorciones en sumideros en la segunda mitad de siglo.
- Los países desarrollados deberán liderar los objetivos de reducción, y los países en desarrollo continuarán aumentando los esfuerzos de mitigación.
- Se anima a las Partes de conservar y mejorar los sumideros y reservorios de GEI, incluyendo los bosques.
- Se establece un mecanismo de cooperación voluntaria basada en instrumentos de mercado y no mercado, para contribuir a la mitigación de emisiones GEI y apoyar el desarrollo sostenible. Se define un marco para la aplicación de mecanismos de no mercado al desarrollo sostenible.
- Se establece un objetivo global de adaptación, que persigue reforzar la resiliencia y reducir la vulnerabilidad al cambio climático, incluyendo mecanismos de cooperación internacional. Las Partes que son países en desarrollo recibirán el apoyo necesario para abordar las acciones de adaptación.
- Se establece un Mecanismo Internacional de Varsovia sobre Pérdidas y Daños, para ayudar a países vulnerables a afrontar los efectos adversos del cambio climático.
- Se reafirma la obligación de los países desarrollados para ayudar a los países en desarrollo mediante la provisión de recursos orientados a proyectos de adaptación y mitigación del cambio climático.
- Se requiere el envío periódico de información sobre mitigación, adaptación y apoyo.
- Se evaluará el progreso colectivo desde 2023 y cada 5 años.

Fuente: Acuerdo de París, Naciones Unidas (FCCC/CP/2015/L.9, 12 de diciembre de 2015).

GRÁFICO 31. DIFERENCIA ESTIMADA (2015) Y PROYECTADA (2020) ENTRE EMISIONES Y OBJETIVOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES
(Conforme a la Decisión de Reparto de Esfuerzo*, en porcentaje sobre el año base 2005)

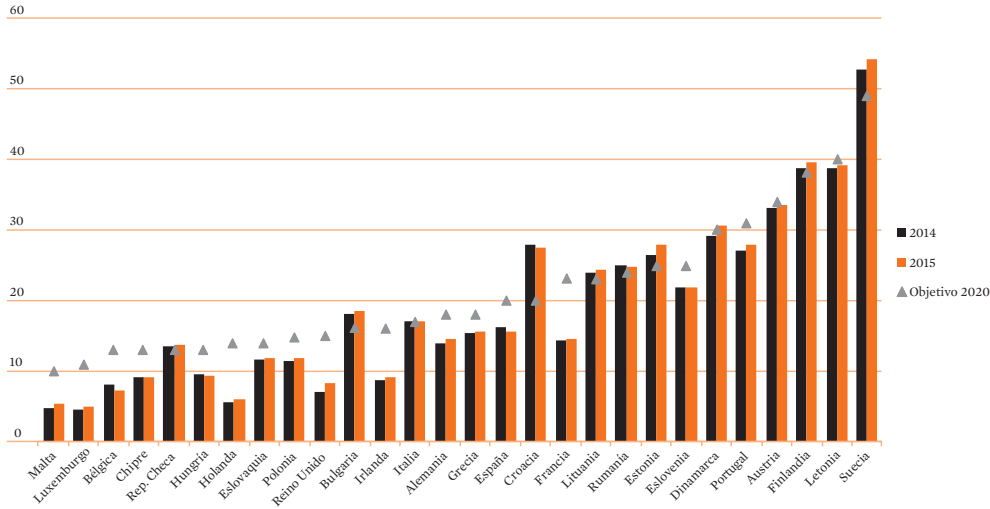


Nota: referido a los sectores no incluidos en el Sistema de Comercio de Derechos de Emisión (construcción, transporte, residuos, agricultura).

(*) Decisión núm. 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020.

Fuente: Comisión Europea, Informe de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. *Aplicación del Acuerdo de París: Avances de la Unión Europea hacia el objetivo de reducción mínima del 40 por 100.*

TRAYECTORIA DE CUMPLIMIENTO DE LA CUOTA DE ENERGÍAS RENOVABLES A 2020
(Según los respectivos Planes de Acción Nacionales en materia de energías renovables, en % de renovables en el consumo final bruto de energía)



Fuente: Comisión Europea, *Informe sobre la situación en materia de energía renovable*, COM (2017) 057 final.

Por el momento, las tendencias indican que los objetivos de reducción de emisiones GEI y de cuota de renovables se cumplirían de cara a 2020 en el ámbito europeo (gráfico 31). De hecho, la Comisión Europea espera que la mayor parte de los Estados miembros alcance en 2020 sus objetivos de la Decisión de reparto del esfuerzo, de acuerdo con las proyecciones nacionales basadas en políticas ya aplicadas.

La 22.^a Conferencia de las Partes de la CMNUCC (COP22), la 12.^a Conferencia de las Partes en Calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP-MOP 12), la 1.^a

Hitos recientes: impulso de objetivos en la COP22 y en la COP23

Conferencia de las Partes en Calidad de reunión de las Partes del Acuerdo de París, la 45.^a reunión de los Órganos Subsidiarios de la CMNUCC y la segunda parte de la primera sesión del Grupo *ad hoc* del Acuerdo de París (APA) han tenido lugar en Marruecos del 7 al 18 de noviembre de 2016.

La rápida entrada en vigor del Acuerdo, impulsada por la 22 Conferencia de las Partes (COP22, Marrakech del 7 al 18 de noviembre de 2016), pone de manifiesto un impulso internacional irreversible respecto a las acciones dirigidas a combatir el cambio climático, en lo que las Partes consideran el inicio de una nueva era, un punto de inflexión para la implementación y acción global sobre el clima y el desarrollo sostenible⁷⁴. En este marco los países han adoptado compromisos tanto a corto (hasta 2018 se completarán las normas de aplicación del Acuerdo de París para asegurar la confianza, cooperación y éxito de este Acuerdo), como a largo plazo (fundamentalmente mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C sobre los niveles preindustriales).

Finalmente, en la más reciente Cumbre del Clima COP23 (Bonn, Alemania), celebrada en noviembre de 2017, se han sentado las bases para la aplicación del Acuerdo de París, demostrándose que la comunidad internacional sigue adelante con la agenda climática.

2. Compromisos comunitarios: Paquete de Invierno

El 30 de noviembre de 2016 la Comisión Europea lanzó la propuesta Energía limpia para todos los europeos⁷⁵, con tres objetivos fundamentales: priorizar la eficiencia energética, liderar la transición de los mercados mundiales de energías renovables y ofrecer un trato justo a los consumidores, en línea con los objetivos climáticos europeos del Acuerdo de París, e imprimiendo un fuerte impulso en la transición hacia una economía más limpia.

Esta propuesta legislativa, conocida como Paquete de Invierno, abarca desde medidas sobre la eficiencia energética, las energías renovables, el mercado de la electricidad o la seguridad del abastecimiento, hasta normas de gobernanza de la Unión

⁷⁴ Proclamación de Acción de Marrakech por el Clima y el Desarrollo Sostenible.

⁷⁵ *Energía limpia para todos los europeos*, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, COM (2016) 860 final.

de la Energía. Asimismo, presenta objetivos concretos, como alcanzar un 27 por 100 de renovables, reducir un 40 por 100 las emisiones de CO₂ y aumentar un 30 por 100 la eficiencia energética en 2030. Incluye además acciones dirigidas a acelerar la innovación en energía limpia, previendo medidas para impulsar la inversión pública y privada, promover la competitividad de la industria europea y mitigar el impacto social de la transición energética⁷⁶.

El Paquete pretende convertir a los consumidores en agentes activos del mercado de la energía, con capacidad para responder a las señales de los precios, y otorga a consumidores y comunidades de consumidores el derecho y la posibilidad de generar, almacenar y vender su propia electricidad, sin restricciones indebidas. Ya la comunicación consultiva de julio de 2015 de la Comisión Europea sobre la nueva configuración del mercado de la electricidad⁷⁷ pretendía poner a los consumidores en el centro de la política energética, y consideraba el autoconsumo una forma eficaz de reducir el peso de la factura energética.

RECUADRO 6. OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA EUROPEA “ENERGÍA LIMPIA PARA TODOS”, 2030

Anteponer eficiencia energética

- Alcanzar el 30 por 100 de eficiencia energética, para alcanzar objetivos reducción GEI y renovables.
- Prorrogar más allá de 2020 las obligaciones de suministradores y distribuidores para ahorrar un 1,5 por 100 de energía al año (propuesta Directiva eficiencia energética, COM (2016) 761.
- Invertir en el parque inmobiliario de energía limpia y ahorro energético de edificios públicos.
- Reforzar la inversión en situaciones de pobreza energética.
- Aumentar los puntos de recarga para vehículos eléctricos (edificios residenciales y comerciales).
- Mantener el papel clave del diseño ecológico y del etiquetado energético.

Lograr liderazgo en renovables

- Impulsar tecnologías innovadoras para alcanzar al menos un 27 por 100 en energías renovables. Reforzar el papel de la electricidad renovable, que alcanzará la mitad de la producción eléctrica de la Unión Europea.
- Reflejar la producción variable de renovables en mercados mayoristas a corto plazo.
- Priorizar las instalaciones de pequeña escala y proyectos de demostración.
- Reducir al mínimo las restricciones a las energías renovables.
- Aplicar los principios de la Directiva para garantizar la rentabilidad de subvenciones después de 2020.
- Invertir en la mejora de la interconexión de la red eléctrica europea.
- Aumentar la cuota de renovables en calefacción y refrigeración.
- Impulsar la bioenergía: desarrollo de combustibles alternativos avanzados para el transporte.
- Limitar las presiones sobre masas forestales para obtener biomasa sólida.

Ofrecer un trato justo a consumidores

- Capacitar a los consumidores para que controlen y gestionen mejor sus opciones energéticas.
- Facilitar información sobre el consumo y costes energéticos. Certificados de eficiencia energética fiables.
- Elaboración de un segundo informe bienal sobre consumo y precios de energía.
- Suprimir los límites de precios al por mayor y al por menor y garantizar la protección a consumidores domésticos vulnerables.

76 Véase Memoria CES 2016, capítulo III.

77 Comisión Europea, *Establecer un nuevo acuerdo para los consumidores de energía*, COM (2015) 339 final.

Los principales cambios que pretende desarrollar este paquete legislativo son los siguientes:

Energías renovables

Los Estados miembros garantizarán que el nivel y las condiciones del apoyo concedidos a los proyectos de renovables no puedan ser revisados de manera retroactiva, y se obliga a mantener año tras año su participación en renovables. Igualmente, se establecerá un procedimiento simplificado de instalación para plantas de hasta 50 kW, así como una reducción de trámites para proyectos más grandes mediante la creación de “ventanillas únicas”.

Asimismo, la propuesta de revisión de la Directiva de renovables sienta las bases de nuevas disposiciones sobre “comunidades energéticas” con el fin de capacitarlas para participar en el mercado. Estas medidas pretenden permitir que varias personas o empresas puedan compartir instalaciones de autoconsumo. Los autoconsumidores de renovables podrán ser reconocidos a nivel de la Unión Europea, y los Estados miembros tendrán que implementar un marco legalmente vinculante que les dé el derecho a generar, consumir, almacenar y vender su propia energía. Por lo tanto, cabe destacar dos elementos importantes en el Paquete presentado: el derecho al autoconsumo compartido y la obligación por parte de los Estados de simplificar los trámites.

Eficiencia energética

La propuesta de Directiva⁷⁸ por la que se modifica la Directiva relativa a la eficiencia energética contempla, entre otras medidas, el requerimiento a los proveedores y distribuidores de energía para que ahorren el 1,5 por 100 de energía cada año extendiendo el límite temporal hasta 2030 (antes el límite era 2020).

La propuesta pretende racionalizar y simplificar las disposiciones existentes y refuerza la coherencia con otros elementos del paquete de medidas titulado Energía limpia para todos los europeos, como el nuevo Reglamento sobre gobernanza, el nuevo diseño del mercado de la electricidad y la actualización de la legislación sobre energías renovables. Asimismo, la propuesta permitirá que la Directiva relativa a la eficiencia energética de los edificios⁷⁹ alcance su pleno potencial al multiplicarse las renovaciones que impulsan la eficiencia energética.

78 COM (2016) 761 final, Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética.

79 Regula la eficiencia energética de los edificios la Directiva 2010/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, que deroga la Directiva 2002/91/CE, tiene por objeto promover la eficiencia energética de los edificios y la eficiencia energética integrada de los edificios o de las unidades del edificio. Uno de los principales objetivos de la Directiva es alcanzar los edificios de consumo de energía casi nulo (edificios con un nivel de eficiencia energética muy alto, cuyos requerimientos bajos de energía quedan mayoritariamente cubiertos por energía procedente de fuentes renovables). A partir del 31 de diciembre de 2020, todos los edificios nuevos deben tener un consumo de energía casi nulo y para los edificios nuevos ocupados y sean propiedad de autoridades públicas la fecha se adelanta al 31 de diciembre de 2018.

Edificación

La propuesta legislativa sobre eficiencia que se acaba de mencionar contempla la obligación de introducir energías renovables en la edificación. Los Estados miembros podrán tener en cuenta, en cierta medida, la instalación de nuevas tecnologías basadas en energías renovables en el exterior o el interior de los edificios para el cumplimiento de los sistemas de obligaciones. También introduce requisitos en relación al equipamiento de infraestructuras de electromovilidad, y se pretende permitir que el autoconsumo forme parte de la obligación anual del 1,5 por 100 de ahorro de la energía de los comercializadores hasta 2030.

Mercado eléctrico

El nuevo paquete lanzado por la Comisión incluye, entre otras iniciativas, propuestas de refundición de la Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del Reglamento sobre el mercado de la electricidad, así como del Reglamento por el que se impulsa la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER)⁸⁰. Todas las propuestas forman parte del citado paquete de iniciativas de la Comisión que contiene las principales iniciativas de la Comisión para la Unión de la Energía, ya esbozadas en la Hoja de ruta de la Unión de la Energía.

Las prioridades del Paquete en este ámbito son la eficiencia energética, el liderazgo de la Unión Europea en el terreno de las energías renovables, y una posición ventajosa para los consumidores de energía. A tal efecto, el Paquete de Invierno considera también crucial la mejora del marco institucional y el reforzamiento de las funciones y la organización de ACER⁸¹.

Las propuestas relativas a la configuración del mercado eléctrico⁸² y la nueva Directiva sobre fuentes renovables de energía permitirán en mayor medida a los consumidores participar plenamente en el mercado, y ofrecerán medidas adicionales para proteger a los consumidores vulnerables, evitar cortes de suministro y atajar la pobreza energética en la Unión Europea. Al tiempo, la aplicación estricta de las normas de competencia contribuirá a la mejora del bienestar de los consumidores gracias a la disminución de los precios, la diversificación de la oferta y una mayor innovación⁸³.

Una de las medidas en este ámbito pretende modificar los mercados eléctricos garantizando la participación de las renovables (incluyendo pequeñas instalaciones) y la entrada de nuevos agentes, y permitiendo el almacenamiento de energía y la aparición de la figura del agregador de la demanda, que coordina y gestiona la demanda de los consumidores y ofrece al sistema servicios de gestión de la demanda. Esta figura, que ya existe en otros países de la Unión Europea, no existía en España. Cabe recordar que aquí la transposición

80 COM (2016) 863 final/2 de 23 de febrero de 2017.

81 Funseam, *La reforma de ACER en el marco del "Paquete de Invierno"*, septiembre de 2017.

82 COM (2016) 864 (Directiva sobre electricidad) y COM (2016) 861 (Reglamento sobre la electricidad).

83 COM (2017) 53 final.

de la Directiva europea de eficiencia energética de 2012 se llevó a cabo cuatro años más tarde, con el Real Decreto 56/2016⁸⁴.

Asimismo, se pretende dar prioridad de despacho para instalaciones puestas en servicio hasta 2020. Se creará un umbral de capacidad con prioridad de despacho que será revisado en 2026, fecha en que podrá ser reducido.

Finalmente, cabe señalar el objetivo de sustituir la prioridad de acceso de las renovables por un procedimiento no discriminatorio de restricciones y redistribución.

3. “Transición energética justa”

La optimización del sector energético a través del aumento de la eficiencia energética, el impulso a las renovables y la mejora de la garantía de abastecimiento conforman la transición energética hacia una economía baja en carbono, que requerirá de una adecuación de las normas de gobernanza, nuevas perspectivas de diseño ecológico y una estrategia para una movilidad conectada y automatizada, todo ello orientado a los consumidores, agentes activos y centrales en los mercados de la energía del futuro.

3.1. HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Las propuestas legislativas del Paquete de Invierno abarcan la eficiencia energética, el impulso a las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del abastecimiento de electricidad y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía. La Comisión propone además nuevas perspectivas de diseño ecológico y una estrategia para una movilidad conectada y automatizada. El paquete incluye medidas para acelerar la innovación en materia de energías limpias y para renovar los edificios de Europa, y otras para fomentar la inversión pública y privada, promover la competitividad industrial de la Unión Europea y mitigar el impacto social de la transición hacia una energía limpia.

Como ya se ha visto, se trata de un proceso a tres velocidades:

- Por un lado, a corto plazo, donde la Estrategia Europa 2020 para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador establece los objetivos de reducir las emisiones GEI un 20 por 100, alcanzar el 20 por 100 de participación de renovables en el consumo de energía, y aumentar un 20 por 100 la eficiencia energética, retos que están en el proceso de alcanzarse.
- A medio plazo (2030), se pretende mejorar la eficiencia energética en un 30 por 100, alcanzar una participación de renovables de al menos el 27 por 100, y reducir las emisiones GEI en al menos un 40 por 100 respecto a 1990 (los sectores no

⁸⁴ Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se traspone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.

regulados por el régimen de comercio de emisiones tendrán que reducirlas hasta el 30 por 100 respecto a 2005), y el consumo energético en al menos un 27 por 100⁸⁵.

- Y a largo plazo (2050), la Hoja de Ruta⁸⁶ establece que en 2050 la Unión Europea deberá haber reducido sus emisiones en un 80 por 100 por debajo de los niveles de 1990 a través de reducciones domésticas y se establecen hitos intermedios (reducciones del orden del 40 por 100 en 2030 y 60 por 100 en 2040). También muestra cómo los principales sectores responsables de las emisiones de Europa, generación de energía, industria, transporte, edificios y construcción, así como la agricultura, pueden realizar la transición hacia una economía de baja emisión de carbono de forma rentable.

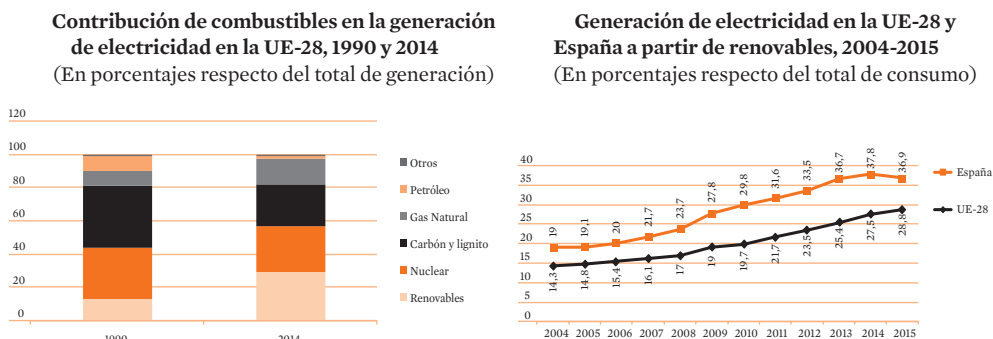
Desde el Cuarto Informe de Evaluación, las renovables han demostrado considerables mejoras de rendimiento y reducción de costes, y en muchos casos (eólica, hidroeléctrica y solar) han logrado un nivel de madurez que permite su implantación a una escala significativa. Pese a los buenos resultados, estas tecnologías todavía precisan de un apoyo directo o indirecto capaz de impulsar sus cuotas de mercado, y afrontar los desafíos relativos a la integración de la energía renovable en los sistemas energéticos y reducción de los costos asociados, que varían en función de la tecnología, las circunstancias regionales y las características del sistema energético de base⁸⁷.

La generación de electricidad es un componente clave de las estrategias de mitigación costo-efectivas para lograr niveles de estabilización con bajas emisiones de carbono (430-530 ppm de CO₂equivalente). Y ello porque en la mayoría de los escenarios de modelización integrados, la descarbonización (reducción de la intensidad de carbono) se produce a mayor velocidad en la generación de electricidad que en sectores de la industria, edificios y transporte. En estos escenarios, la proporción del suministro de electricidad con bajas emisiones de carbono (energías renovables, energía nuclear y centrales de ciclo combinado) aumenta desde la proporción actual de aproximadamente el 30 por 100 a más del 80 por 100 en 2050, y la generación de energía procedente de combustibles fósiles se va eliminando de forma gradual hasta prácticamente desaparecer en 2100. El impacto ambiental de la generación de electricidad va asociado a cada combustible. Así, la energía de origen nuclear produce a lo largo de su ciclo de vida inferiores emisiones GEI respecto a otras fuentes convencionales, pero asume un riesgo de liberación radiactiva accidental, a lo que hay que añadir la dificultad asociada a la gestión y disposición de los residuos. Mientras, la electricidad obtenida a partir de gas natural reduce las emisiones un 40 por

85 Comisión Europea, Paquete de Energía Limpia para todos los europeos (presentado el 30 de noviembre de 2016).

86 Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, *Hoja de Ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva hacia 2050*, COM (2011) 112 final.

87 PNUMA-OMM, Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de expertos sobre el Cambio Climático (Suiza 2015).

GRÁFICO 32. PENETRACIÓN DE LAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO, ESPAÑA Y UE-28

Fuente: Eurostat y Agencia Europea de Medio Ambiente, Indicadores 2016.

100 respecto al carbón y un 25 por 100 respecto al petróleo, conteniendo cantidades marginales de sulfuros, si bien el aumento de recursos no convencionales de gas (como gas de esquisto o carbón metano) podría provocar serios problemas ambientales.

Aunque de forma agregada, las fuentes fósiles siguen dominando el *mix* eléctrico en la Unión Europea, su peso en la generación de electricidad cayó del 56 al 42 por 100 entre 1990 y 2014; concretamente la electricidad generada a partir de carbón y lignito se redujo un 21 por 100, la producida a partir de gas natural y derivados aumentó un 119 por 100 (si bien ha registrado un descenso de 9 puntos porcentuales desde 2008), la generada a partir de centrales nucleares aumentó un 10 por 100, y la derivada de fuentes renovables aumentó un 184 por 100 (gráfico 32).

Ante el doble reto de reducir las emisiones GEI y ganar eficiencia energética sería necesario aumentar la generación de electricidad a partir de renovables, lo que reduciría la presión ambiental asociada a este proceso⁸⁸. En todo caso, el éxito de las renovables pasa por un aumento de su capacidad de almacenamiento, como el de gran escala (hidroeléctrica reversible o de bombeo), el almacenamiento en redes (pilas y baterías, condensadores y supercondensadores), o a nivel de usuario (baterías, superconductores). Los sistemas de almacenamiento eléctrico están disponibles en la actualidad, pero sus niveles de implantación son limitados comparados con el rápido crecimiento de la generación variable de energía renovable. Esto supone que el desarrollo tecnológico debe ser complementado activamente con un ámbito regulador adecuado⁸⁹.

Una transición energética justa

La transición hacia una energía limpia debe ser justa, es decir equitativa y tener en cuenta su impacto transformador para las partes interesadas, incluidos la industria y los trabajadores. Como recoge el Acuerdo de París, orientado a reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio

⁸⁸ Agencia Europea de Medio Ambiente, *Resumen de la producción y uso de la electricidad en Europa* (15 de diciembre de 2016).

⁸⁹ Red Eléctrica de España, *Almacenamiento energético* (Red21, 2016).

climático, este objetivo debe alcanzarse “poniendo de relieve la relación intrínseca entre las medidas, las respuestas y las repercusiones generadas y el acceso equitativo al desarrollo sostenible y la erradicación de la pobreza”, y teniendo en cuenta, entre otros aspectos, “los imperativos de una reconversión justa de la fuerza laboral y de la creación de trabajo decente y de empleos de calidad, de conformidad con las prioridades de desarrollo definidas a nivel nacional”.

A este respecto la Organización Internacional del Trabajo (OIT) ha ido aprobando informes y resoluciones que han culminado en 2015 con la publicación de las Directrices de política para una transición justa hacia economías y sociedades ambientalmente sostenibles para todos, dirigidas a gobiernos e interlocutores sociales y basadas en los pilares básicos del Programa de trabajo decente: diálogo social, protección social, derechos en el trabajo y empleo, componentes indispensables del desarrollo sostenible. Porque, bien gestionada, la transición hacia una economía ambiental y socialmente sostenible puede constituir un importante motor para la creación de puestos de trabajo, la mejora de la calidad del empleo, la justicia social y la erradicación de la pobreza. Las normas internacionales del trabajo ofrecen un marco sólido para afrontar los desafíos del trabajo relacionados con la ecologización de la economía y, de forma más amplia, con la transición hacia el desarrollo sostenible y la erradicación de la pobreza.

Por su parte la Comisión Europea está tratando de optimizar su apoyo a la transición estructural en las regiones con una utilización intensiva del carbón y elevadas emisiones, respetando las normas de competencia. Para ello, tiene previsto trabajar en concertación con los agentes de esas regiones, a fin de fomentar el intercambio de buenas prácticas, en particular con debates sobre las hojas de ruta sectoriales y las necesidades de reciclaje, y favoreciendo las sinergias y la cooperación conjunta⁹⁰.

España está en condiciones de cumplir los objetivos de 2020, a tenor de las emisiones registradas en el último avance del Inventario, que confirma para 2016 una reducción del 3,5 por 100 respecto a 2015⁹¹. Y, si bien se prevé cumplir el objetivo del 20 por 100 de penetración de la energía renovable sobre el consumo final en 2020, de conformidad con el 16,2 por 100 alcanzado en 2015, hay que tener en cuenta que mientras el Paquete de Invierno propone para 2030 un objetivo de al menos un 27 por 100 de renovables en el consumo final de energía, el Parlamento Europeo pretende ampliarlo hasta el 35 por 100⁹². Así pues, solo con las medidas actualmente consideradas

Actuaciones en España

90 Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, *Segundo Informe del estado de la Unión de la Energía* [Bruselas 1.2.2017, COM (2017) 53 final].

91 Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, Nota de prensa de 16 de noviembre de 2017.

92 La Comisión de Medio Ambiente del Parlamento Europeo ha pedido establecer un objetivo de energía procedente de energías renovables para 2030 de al menos el 35 por 100, así como introducir objetivos nacionales obligatorios para alcanzar este porcentaje.

no será posible para España cumplir los objetivos fijados por la Unión Europea. Para alcanzar una economía baja en carbono es necesario apostar por un mayor desarrollo tecnológico, pero también fomentar un cambio de hábitos en materia de consumo energético orientado a alcanzar comportamientos sostenibles y ahorros energéticos. La descarbonización del parque eléctrico necesita una mayor contribución renovable, que permita reducir el factor de emisión del *mix* eléctrico hasta un valor en torno a los 150 gCO₂ por kWh generado. Paralelamente, es necesario impulsar la eficiencia energética promoviendo mejoras que aseguren un ahorro del 30 por 100 de la energía consumida en el horizonte 2030.

El gobierno español anunció a comienzos de 2017 su compromiso de aprobar una ley de cambio climático y transición energética, a través de un proceso abierto y participativo, para lograr una economía descarbonizada hacia 2050 en cumplimiento tanto de los retos europeos en materia de sostenibilidad como del compromiso adquirido en virtud del Acuerdo de París. Su objetivo debe estar alineado con la meta acordada por la Unión Europea de reducción de emisiones en 2050 entre el 80 y el 95 por 100 respecto a los niveles de 1990. El proyecto de Ley ha estado abierto a consulta pública hasta el 10 de octubre de 2017, para conseguir la máxima participación de todos los agentes y sectores sociales⁹³. Esta Ley responde también a la necesidad de definir un marco a medio y largo plazo para garantizar una transición ordenada de la economía española hacia un modelo bajo en carbono, que se adapte a los retos del clima. Dado el carácter transversal de la cuestión, a primeros de abril el Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente creaba un grupo de trabajo interministerial⁹⁴ para comenzar a trabajar en el anteproyecto, convocando a unos 300 expertos de diversos ámbitos para debatir y presentar sus propuestas.

Por otra parte, el Consejo de Ministros ha aprobado la creación de una comisión de expertos sobre transición energética (conformada por 14 miembros representantes de los diferentes grupos parlamentarios y agentes sociales), con el cometido de elaborar un informe sobre diferentes escenarios de transición energética, garantizando la competitividad de la economía, el crecimiento económico, la creación de empleo y la sostenibilidad medioambiental. Una vez elaborado, el Gobierno remitirá el informe al Congreso para que este se pronuncie. Las propuestas de la comisión de expertos serán también presentadas al grupo de trabajo interministerial para informar sobre la labor de los ministerios en la materia.

93 Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, Nota de prensa *Abierto el proceso de consulta pública para la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética* (Madrid, 18 de julio de 2017).

94 El grupo de trabajo interministerial para la elaboración de la futura Ley de Cambio climático y transición energética y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, está integrado por los secretarios de Estado o subsecretarios de los Ministerios de Asuntos Exteriores y de Cooperación, de Hacienda y Función Pública, del Interior, de Fomento, de Educación, Cultura y Deporte, de Energía, Turismo y Agenda Digital, de Presidencia, de Economía, Industria y Competitividad, y de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad.

3.2. SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico europeo ha reiterado su pleno apoyo a los objetivos del Acuerdo Climático de París, comprometiéndose a liderar el proceso de descarbonización para asegurar la sostenibilidad a largo plazo de la economía global. Concretamente se propone ser neutral en emisiones de carbono hacia 2050. Este sector apoya una reducción de GEI coste-efectivo en el ámbito europeo, para lo que participa en la discusión de la reforma del Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión (ETS), al que considera piedra angular de la política europea de clima y energía. Al respecto, ha publicado una declaración⁹⁵ sobre el impacto del solapamiento de las políticas bajo el marco Clima y Energía para 2030 sobre la efectividad y apropiado funcionamiento de dicho Sistema.

Más concretamente, entiende que, tal y como está actualmente planteado, el objetivo del 30 por 100 de eficiencia energética a alcanzar en 2030 no comporta ventajas económicas o ambientales demostrables. Y ello, dado que sectores como construcción y transporte, con enorme potencial para la descarbonización y optimización de la eficiencia energética, permanecen excluidos del ETS. Junto a esta consideración, el sector manifiesta cierta preocupación por la interacción entre los instrumentos políticos orientados a la eficiencia energética y otros relacionados con la energía y el clima⁹⁶. Por ejemplo, el propio documento de evaluación de impacto de la nueva Directiva de Eficiencia Energética de la Comisión estima que en el escenario del 30 por 100 los precios de los permisos ETS a 2030 serán previsiblemente inferiores a los correspondientes al objetivo del 27 por 100. El sector eléctrico europeo opina que someter al ETS a continuos cambios podría desincentivar la inversión en soluciones e infraestructura bajas en carbono de sectores incluidos en el ETS. Por otro lado, plantea que el establecimiento de objetivos ambiciosos de eficiencia energética podría provocar desequilibrios entre oferta y demanda, arriesgando la estabilidad del sistema.

Al respecto, este sector considera que sería necesario abordar la cuestión desde un planteamiento holístico, de forma que se alcanzara una mayor coherencia entre la reforma del ETS, la Propuesta para una regulación de reparto de esfuerzos para reducir emisiones GEI 2021-2030⁹⁷, los objetivos de eficiencia energética, y la discusión relativa al mantenimiento del apoyo a las energías renovables. Así, propone tres medidas: asegurar que el ETS está bien equipado para adaptarse a futuros cambios en la demanda como resultado del solapamiento de políticas; incluir en la revisión de la Directiva ETS provisiones para una metodología que evalúe, de forma transparente, el impacto de otras medidas y políticas sobre el ETS; y desarrollar un sistema de gobernanza que clarifique y provea provisiones del impacto de políticas adicionales. En todo caso, el sector está comprometido

95 EURELECTRIC, Electricity for Europe. *EU ETS Reform—Eurelectric Statement on the Impact of Overlapping Policies on the EU ETS* (marzo de 2017).

96 Informe de impacto del grupo de trabajo de la Comisión, que acompaña al documento de Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, que modifica la Directiva 2012/27/UE sobre Eficiencia Energética [SWD (2016) 405 final, Bruselas 30.11.2016].

97 COM (2016) 482 final.

a liderar la transición hacia la descarbonización en el marco del Acuerdo de París, clave para asegurar la sostenibilidad a largo plazo de la economía global.

En España la transición en el sistema eléctrico nacional comenzó hace una década, habiendo alcanzado la potencia instalada de origen renovable en 2016 el 45 por 100 de la total (47.921 MW), mientras la participación de las renovables en el conjunto de generación eléctrica nacional ha pasado del 20,3 por 100 en 2007 a en torno al 40 por 100 en 2016, impulsadas por las tecnologías eólica (que representó el 47,3 por 100 de esa generación), hidráulica (35,5 por 100), y solar (12,9 por 100).

En 2016, cuarto año del tercer periodo de aplicación del Sistema de comercio de derechos de emisión (2013-2020) referido a instalaciones fijas, el sector español de generación eléctrica registró una reducción de emisiones del 19,8 por 100 respecto al año anterior, debido fundamentalmente a la caída de las correspondientes a las centrales térmicas de carbón (28,3 por 100). Esto ha supuesto una reducción total de emisiones del 10 por 100 respecto a 2015.

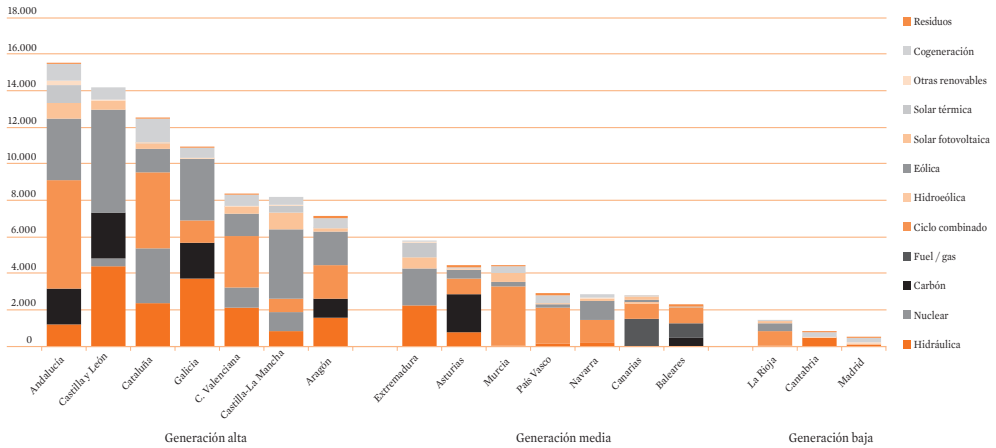
Además, las tecnologías renovables eléctricas evitaron ese año la importación de 14,4 millones de tep de combustibles fósiles, generando un ahorro económico asociado de 1.818 millones de euros. En los últimos diez años las renovables eléctricas han evitado la emisión de 334,7 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera, ahorrando a la economía española el pago de 3.464 millones de euros en concepto de derechos de emisión. Además, aunque carecen de mercado propio, y por tanto no producen ahorros económicos directos, la generación eléctrica con renovables, también ha evitado en la última década la emisión de 723.670 toneladas de óxido de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO₂), perjudiciales para la salud y el medio ambiente⁹⁸.

Conviene recordar que la disponibilidad de las tecnologías en la generación de electricidad es función de las características técnicas y económicas, y, en el caso de las renovables, de las ambientales. Así, mientras las energías eólica, solares (fotovoltaica o termosolar) e hidráulica aportan poca seguridad de suministro en el corto y medio plazo, al no estar necesariamente disponibles en los momentos de mayor demanda, otras como la nuclear o la térmica convencional (ciclo combinado, carbón o fuelóleo) ofrecen un elevado nivel de garantía de suministro, por lo que están consideradas como energías de respaldo. La diversificación energética que caracteriza el *mix* en España y el escaso nivel de interconexión con los sistemas energéticos vecinos, hacen que esta garantía sea clave.

En el caso de España la producción renovable registra en 2016 un papel destacado en el *mix* de generación del sistema eléctrico peninsular, alcanzando el 40,8 por 100 sobre el total (casi 4 puntos porcentuales sobre la registrada en 2015), debido fundamentalmente

98 Asociación de Productores de Energía Renovable, *Estudio del impacto macroeconómico de las Energías Renovables en España*, Madrid, 2016.

GRÁFICO 33. BALANCE DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍAS Y COMUNIDADES AUTÓNOMAS, 2016
(En MW)



Fuente: Red Eléctrica de España, *Informe del Sistema Eléctrico Español 2016*.

al aumento de la producción hidráulica y el descenso de la generación con carbón (un 30,9 por 100 inferior a la del año anterior), lo que se ha traducido en una caída de las emisiones nacionales de CO₂ derivadas de la generación eléctrica hasta alcanzar el nivel más bajo en los últimos diez años (63,5 millones de toneladas de CO₂, un 18,3 por 100 inferior a 2015, y un 43,1 por 100 menor que el de 2007).

Ya se ha señalado antes⁹⁹ que la generación de electricidad es muy desigual en el territorio. En este sentido, la diferente distribución dentro de cada comunidad autónoma de la potencia instalada por fuentes puede servir como primera aproximación al distinto impacto que la transición energética podría tener sobre los ya patentes desequilibrios territoriales, como resultado del necesario ajuste energético hacia una generación baja en carbono (gráfico 33). Así, por ejemplo, las térmicas de carbón suponen una fracción mayoritaria del parque en Asturias, y también son importantes en Castilla y León y Galicia; en varios de estos casos hay una clara conexión con las zonas mineras, de manera que el impacto inicial de la descarbonización sobre el empleo y la actividad económica de estas regiones sería muy elevado. De ahí la insistencia en modular en el tiempo las actuaciones en la transición y valorar los esfuerzos relativos y los impactos en el tejido económico y social de las zonas y sectores concretamente afectados.

Como se ha visto, la descarbonización se produce a mayor velocidad en la generación de electricidad que en otros sectores, si bien también en este sector se dejan sentir los

99 En el apartado 1.1 del capítulo II.

efectos de esta transición energética. En España, las pérdidas de empleo producidas en determinados sectores a partir de los años ochenta, y asociadas a los planes de reconversión, han dado pie al desarrollo de Planes para la reactivación (caso de las comarcas mineras), dotados de fondos pero desprovistos de planificación pública, con un resultado desigual y carentes de evaluación y seguimiento.

El proceso es subsidiario de los escenarios de transición energética, y por tanto debe enmarcarse en los mismos. En este sentido, las estrategias y medidas de apoyo territorial orientadas a la renovación y sustitución del parque de generación eléctrica deberían reflejar una responsabilidad compartida entre los sectores público y privado, participando los distintos niveles de la Administración pública de manera coordinada y orientando las actuaciones a los territorios y sectores más afectados. Los procesos de diálogo y concertación social podrían, mediante el establecimiento de planes industriales y sociales asociados en concreto a cada instalación, tratar de reducir el impacto de este proceso sobre el empleo (directo, indirecto e inducido), proponiendo actuaciones concretas de reinversión o reindustrialización susceptibles de acogerse a los planes de las Administraciones.

4. Innovación y digitalización

El éxito ante los indudables retos que plantea el cambio de modelo hacia una economía baja en carbono estará sumamente ligado a la innovación y al desarrollo tecnológico que se produzcan en ámbito de la energía.

En el necesario proceso de transición energética hacia un sistema energético sostenible, las medidas de eficiencia y ahorro se complementan con los esfuerzos en innovación tecnológica, guiados, a su vez, por la necesidad de producir de forma más sostenible, eficiente y a precios competitivos, reduciendo la dependencia exterior y permitiendo luchar contra el cambio climático.

Las principales áreas en las que se estructuran las actuales líneas de investigación son, fundamentalmente: el almacenamiento, la generación (desarrollo de energías renovables de mayor eficiencia) y el desarrollo del vehículo eléctrico (recuadro 7); estos tres ámbitos principales de innovación coexisten con otros de menor importancia relativa relacionados con la distribución y el transporte de la energía. Ya sea respecto a la generación, almacenamiento o aplicación de la energía eléctrica, lo cierto es que las líneas de investigación son numerosas y permiten estimar que en los próximos años se producirán avances significativos.

La inversión en redes inteligentes constituye, asimismo, uno de los principales ámbitos disruptivos en cuanto a la innovación en el sector eléctrico. De hecho, numerosas inversiones en innovación dentro de este sector están relacionadas con su transformación digital y con la necesidad de aprovechar al máximo las oportunidades que ofrecen los nuevos desarrollos TIC, de ahí que la digitalización del sector eléctrico se trate de manera específica a continuación.

RECUADRO 7. PRINCIPALES LÍNEAS DE INNOVACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO**Almacenamiento energético: el reto disruptivo**

Los avances que se produzcan en las tecnologías de almacenamiento pueden ser disruptivos y modificar en poco tiempo las estrategias de generación y distribución eléctrica que diseñen los países, por lo que es fundamental que el desarrollo de dichas estrategias sea flexible en su concepción y aplicación. Se trata de encontrar alternativas a las baterías de ion-litio, cuyo uso está plenamente extendido en las tecnologías portátiles, coches eléctricos o drones, pero con inconvenientes como: capacidad de almacenamiento limitada, velocidad de carga reducida, rendimiento finito, escasez del material y expectativas de coste muy elevadas. Al respecto destacan:

- Se investigan el magnesio, el calcio, el cinc o el sodio, más económicos y, sobre todo, con una densidad de energía potencial mucho más elevada. Los resultados iniciales de las investigaciones en las que el litio se sustituye por sodio son prometedores, ya que las nuevas baterías registran una velocidad de carga diez veces mayor que las convencionales, ofrecen mayor densidad de carga, toleran más ciclos de carga/descarga y son incombustibles.
- También se trabaja en otras alternativas como las baterías de sulfuro de litio, que prometen multiplicar la densidad de energía potencial por cinco; y la denominada batería de flujo, semejante a una pila de combustible que proporciona almacenamiento eléctrico en las plantas de energía renovable a un precio asequible. Ya se comercializan dos tipos de baterías de flujo: las de vanadio y las de cinc-bromo.
- Otra línea de investigación diferente se centra en el grafeno. Una lámina de espesor monoatómico, el material más delgado que se conoce, podría revolucionar el almacenamiento energético. El grafeno es un elemento esencial para la fabricación de supercondensadores.
- Además se está investigando, descendiendo a la dimensión molecular, en materiales con gran capacidad de almacenamiento. Se ha logrado, en laboratorio, almacenar energía en moléculas orgánicas disueltas en agua a pH neutro, obteniendo baterías no tóxicas, no corrosivas y con una vida útil muy larga. También se han identificado una clase de moléculas orgánicas de alto rendimiento inspiradas en la vitamina B2, que almacenarían electricidad procedente de fuentes de energía intermitentes (como la solar o la eólica) en baterías de gran tamaño y estabilidad.

Desarrollo de energías renovables más eficientes

En este ámbito, la energía solar centra las principales investigaciones para la generación de energía renovable. Frente a la tecnología eólica que parece encontrarse más cerca de sus límites tecnológicos, la solar parece tener por delante un horizonte de importante mejora de la eficiencia y rendimiento de los materiales. La innovación se centra en mejorar la tecnología existente en la actualidad –más del 85 por 100 de los paneles fotovoltaicos actuales se fabrican con silicio cristalino, pero el silicio es un material que no se encuentra en la naturaleza en la forma pura y elemental necesaria, y su proceso de obtención requiere un elevado gasto energético.

La innovación parece concentrarse en el desarrollo de las perovskitas que permiten reducir enormemente los costes de fabricación de las placas solares y prometen alcanzar una eficiencia de conversión superior. Sus ventajas, su ligereza, y el hecho de que puedan integrarse en cualquier tipo de superficie permitiendo numerosas aplicaciones. Frente a las actuales células fotovoltaicas convencionales, que parecen haber alcanzado su eficiencia máxima de conversión de potencia (25 por 100), las perovskitas han alcanzado prácticamente esa misma relación (20 por 100-25 por 100) pero, además, presenta un gran potencial de mejora.

No obstante, para alcanzar los objetivos fijados por la Unión Europea respecto a la aportación de las energías renovables al *mix* energético y a la reducción de las emisiones, resulta necesario, además de continuar el esfuerzo innovador en la energía fotovoltaica, extenderlo a nuevas tecnologías y materiales como la aerogeneración y la energía termosolar.

Combustibles alternativos para el transporte

A largo plazo es evidente que el uso de combustibles fósiles será marginal. Ello no significa que únicamente vaya a desarrollarse el coche eléctrico en el ámbito del transporte, ya que están en desarrollo otras tecnologías que, si bien no son del ámbito exclusivo de este informe, sí conviene tener en cuenta porque comparten la ausencia de generación de emisiones de CO₂.

De hecho, resulta incorrecto asociar el vehículo eléctrico a la ausencia de emisiones de gases de efecto invernadero, porque aunque el vehículo eléctrico no emite partículas de combustión, sí lo hacen las centrales de generación que lo proveen de suministro eléctrico.

Así, conviene subrayar que el hidrógeno puede constituir un combustible extraordinariamente eficaz y limpio. Su calor de combustión es tres veces superior al de la gasolina, y solo produce vapor de agua como subproducto: el hidrógeno. Actualmente, varias son las marcas comerciales que están desarrollando vehículos propulsados por hidrógeno. De la evolución de las investigaciones dependerá la capacidad de esta tecnología para competir con los vehículos eléctricos. Por último, mencionar el desarrollo de los biocombustibles de cuarta generación, cuyo futuro estará determinado por la producción de catalizadores y enzimas que permitan no solo la sostenibilidad de su producción, sino que incluso ofrezcan emisiones negativas de CO₂, es decir, puedan actuar como sumideros de carbono.

Digitalización y sector eléctrico

El proceso de digitalización, que afecta al conjunto de la actividad productiva, resulta en el caso del sector eléctrico esencial para lograr alcanzar un sistema energético sostenible¹⁰⁰. La digitalización del sector eléctrico permi-

te establecer una gestión de manera más adecuada la generación renovable, introducir medidas de eficiencia energética, incorporar tecnologías innovadoras y, sobre todo, gestionar el consumo.

No obstante, cabe señalar que el sistema eléctrico español constituye, en este ámbito, un referente tecnológico¹⁰¹. La digitalización resulta esencial para extraer todo su potencial a las redes inteligentes –conocidas como *Smart grids*– que permiten gestionar de manera bidireccional el sistema eléctrico gracias a que los flujos de energía se acompañan de flujos de información. Se conoce mejor el comportamiento del consumo, lo que permite gestionar el sistema de manera más eficiente y sostenible, así como reducir las incidencias en la red.

Desde hace años la red de transporte de energía en alta tensión dispone de inteligencia asociada a sus dispositivos, sin embargo, ahora se trata de redes inteligentes de energía que permiten gestionar sistemas y elementos cada vez más complejos, como por ejemplo, la generación más atomizada procedente de la microgeneración, las minieólicas y/o las fotovoltaicas. Las redes inteligentes han propiciado la automatización, integración y coordinación de todos los agentes que se encuentran conectados a ellas, desarrollando sistemas de control en tiempo real, seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico, sistemas de predicción y cobertura, gestión de la demanda, ciberseguridad e instalaciones singulares.

100 Informe CES 3/2017, *La digitalización de la economía*.

101 Red Eléctrica de España, RED21 en <http://www.ree.es/es/red21>.

Estas redes se combinan, además, con la introducción de los contadores inteligentes cuya implantación está prevista que finalice en diciembre de 2018¹⁰². Estos contadores permitirán la discriminación horaria, es decir aplicar el coste de la energía según el momento en que es consumida, y la telemedida y/o telegestión, con lectura de contadores y tratamiento de la información de manera remota.

La introducción de los contadores inteligentes permite aplicaciones de *big data* o *smart data* a la gestión de los usuarios y orientar la actividad de este sector hacia servicios minoristas, lo que, sin embargo, supone un reto para las compañías en términos de ciberseguridad. Además, esta mayor digitalización del sistema eléctrico permitiría avanzar en el desarrollo del autoconsumo y la autogeneración, aspectos contemplados, como ya se ha señalado, dentro del Paquete de Invierno de la Comisión Europea.

102 Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.

CAPÍTULO IV
CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

A la importancia de la energía para el desarrollo social y económico, en su doble papel de insumo productivo y de bien de primera necesidad, la energía eléctrica añade su carácter insustituible en la mayor parte de las innovaciones científicas y tecnológicas actuales, en especial en el campo de la denominada digitalización.

Por otro lado, el sector eléctrico debe jugar un papel fundamental en el proceso de descarbonización de la economía y para poder cumplir con los acuerdos de lucha contra el cambio climático. Hasta la fecha se ha mostrado como el sector que más y mejor puede contribuir a este cambio con la integración de las energías renovables que apoyan la descarbonización. Por tanto, hay que avanzar para facilitar todo este proceso identificando las barreras que podrían dificultarla.

- La electricidad es cara a día de hoy, lo que dificulta este proceso de electrificación de la economía.
- Hay que propiciar el cambio tecnológico para poder avanzar, a través de la innovación y de la digitalización. En este proceso el foco debe centrarse igualmente en la eficiencia energética como elemento fundamental en el uso de los recursos energéticos.
- Hay que hacer que, tal y como promueve la Comisión Europea, el consumidor tenga un papel mucho más activo, y también de cara al ahorro y el uso eficiente de la energía.
- Hay que regular con mayor eficacia la protección a los consumidores más vulnerables.
- Hay que diseñar una transición que permita alcanzar los objetivos de manera coherente y racional. Analizando los impactos sociales, territoriales y económicos, especialmente sobre el empleo y la competitividad de los cambios que se van a realizar y asegurando que el consumidor eléctrico, y la sociedad en su conjunto lo pueden llevar a cabo a un coste razonable, sin poner en riesgo el suministro y teniendo en cuenta el impacto que se va a producir como consecuencia de los cambios tecnológicos.

Para todo ello se formulan las siguientes conclusiones y propuestas:

Sobre la regulación normativa

La norma básica vigente en la actualidad es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico. Pero para su comprensión y valoración es importante recordar la evolución

del marco regulatorio y de la estructura del sector, en particular desde la promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, que todavía hoy es la base de ordenación de los mecanismos de mercado y de los elementos del sector.

El balance de esta evolución debe reconocer, en primer lugar, el avance de la liberalización en el sector, excluyendo el transporte y la distribución, segmentos donde, por su carácter de monopolio natural, no se plantea como objetivo la introducción de competencia.

En el mercado mayorista el avance es claro, como atestiguan los indicadores usualmente utilizados para la medición del grado de competencia, especialmente desde 2009. Algunos indicadores arrojan ya valores por debajo de los umbrales fijados por la Unión Europea como significativos en cuanto al grado de competencia, y otros están aún en esos umbrales, pero con una evolución muy positiva desde ese año.

En el mercado minorista la evolución hacia la liberalización es también positiva, aunque los resultados son todavía modestos. Los últimos datos disponibles cifran en 17,1 millones de consumidores los suministrados en el mercado libre, lo que supone el 59 por 100 de los puntos de suministro frente a un 47 por 100 en 2014. En el primer trimestre de 2017, en términos interanuales, 882.000 consumidores habían sustituido su suministrador de último recurso por un comercializador libre, y el número acumulado de cambios entre comercializadores libres ascendía a 3,3 millones. Pero pese a su progresivo descenso la cuota de las cinco mayores comercializadoras era todavía del 89,5 por 100 de los puntos de suministro, siendo estas además las pertenecientes a los cinco grupos energéticos tradicionales.

Las futuras normas deben por tanto, en el proceso de adaptación a una economía baja en carbono y bajo los principios de la denominada transición justa, incrementar en lo necesario la introducción de competencia en todos los segmentos susceptibles de operar en tal entorno para garantizar mayores niveles de eficiencia económica, técnica y ambiental, y, por ende, del bienestar social. Más en concreto, deben plantearse soluciones eficientes y estables para que las los precios y las tarifas reflejen los costes, y retribuyan adecuadamente el valor aportado por cada uno de los agentes que intervienen en el suministro de electricidad. Asimismo, la regulación debe ser neutral desde el punto de vista de la eficiencia, como vía para impulsar de manera permanente la consecución de un mix de generación diversificado, seguro y ambientalmente sostenible.

Sobre el funcionamiento general del sistema eléctrico

El proceso de liberalización que ha tenido lugar en las últimas décadas ha supuesto una reorganización muy importante del sector eléctrico en España, con un incremento significativo del número de agentes involucrados en las actividades relacionadas con la producción y la comercialización de electricidad.

Por otro lado, los avances técnicos y las políticas de incentivación a las renovables han permitido la entrada de nuevos agentes en la generación, con la creación de nuevas

instalaciones eléctricas y un claro cambio en el *mix*, con un notable incremento del peso de las energías renovables, lo que ha contribuido a la sostenibilidad medioambiental del sistema eléctrico español y a reducir la dependencia exterior.

Sin embargo, se aprecia un exceso de potencia instalada, en la medida en que la demanda instantánea peninsular presenta máximos anuales muy por debajo de la oferta potencial, lo que ha dado lugar a un incremento del índice de cobertura por encima del objetivo de los sistemas desarrollados. En consecuencia, si bien es cierto que existe un amplio margen de reserva de generación de electricidad en España que contribuye a garantizar el suministro y dar seguridad al sistema, en la actualidad el nivel de potencia instalada representa un coste para el sistema. No obstante, si se considera el índice de cobertura real, referido a la potencia firme, realmente no sería tan elevado como para considerar ineficiente el parque instalado.

De cara a la transición energética, el diseño energético deberá permitir cumplir con las políticas y compromisos adquiridos, al menor coste posible y asegurando la seguridad de suministro. Para ello, España precisa de un *mix* de generación equilibrado, que posibilite disponer de precios finales competitivos y con presencia de todas las tecnologías.

A este respecto, el progresivo aumento del consumo de electricidad por el proceso de electrificación de la economía, así como la reducción futura en la capacidad del parque térmico y la capacidad hidráulica al máximo de su utilización, requerirá invertir en nueva generación de respaldo, que aporte potencia firme al sistema, contribuyendo a la garantía del suministro.

En todo caso, la sustitución de unas tecnologías por otras deberá hacerse teniendo en cuenta el impacto social, económico y ambiental que las mismas producen, siendo socialmente responsables, evitando la desertización territorial y contribuyendo a crear empleo de calidad.

Durante los últimos años se ha producido una mejora en las actividades de distribución y comercialización, así como en la de transporte, a excepción de las interconexiones internacionales.

La actual red de transporte en España constituye una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos elevados índices de calidad de servicio al sistema eléctrico. Sin embargo, la situación de España en el ámbito de las interconexiones internacionales sigue siendo deficiente, en gran parte por su posición geográfica. Con una ratio de interconexión en la actualidad del 5 por 100, no parece probable que se cumpla con el objetivo del 10 por 100 marcado por la Comisión Europea para el horizonte 2020, a pesar de los proyectos que se están llevando a cabo.

En este sentido, se requiere el desarrollo de infraestructuras e interconexiones internacionales que permitan garantizar el suministro y el intercambio energético, aprovechando las sinergias de un mercado de mayor tamaño con unos precios más bajos, aunque teniendo en cuenta el coste de la inversión y su futura rentabilidad.

Para ello sería necesario establecer un mecanismo intergubernamental de alto nivel para el seguimiento periódico de las interconexiones en el que participen el sector eléctrico y los consumidores industriales, con el objetivo de acelerar los proyectos de interconexión identificados y asegurar su ejecución lo antes posible.

Sobre la eficiencia energética

La eficiencia energética debe constituir una prioridad en la política energética por su contribución a afrontar los retos de la seguridad energética, el cambio climático y la mejora de la competitividad de la economía.

Respecto al objetivo de ahorro nacional, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en virtud de la cual se crea el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética, contemplaba la posibilidad de que el Gobierno estableciera un mecanismo de acreditación de la consecución de ahorros energéticos, mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético. Sin embargo, debido a su falta de desarrollo reglamentario, la única forma de dar cumplimiento al objetivo de ahorro anual sigue siendo la contribución financiera al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE).

A este respecto, el CES considera que debería modificarse la regulación del FNEE permitiendo que las empresas que contribuyen al mismo y sus organizaciones empresariales puedan certificar sus propias actuaciones en materia de eficiencia. Además, sería conveniente que los sujetos obligados puedan conocer y anticipar el importe de las aportaciones.

El impulso a la cogeneración de alta eficiencia constituye un elemento esencial para la competitividad de una parte importante de la industria, contribuyendo significativamente a la eficiencia energética y a la acción por el clima.

La mejora del parque actual mediante la aprobación de un Plan de renovación tecnológica (Plan Renove), sería vital para mantener la actual contribución de la cogeneración a través de una mayor eficiencia, competitividad y dinamismo en los mercados energéticos.

Por todo ello, es necesario un claro apoyo a la cogeneración de alta eficiencia, en consonancia con las políticas de eficiencia energética y de calefacción y refrigeración de la Unión Europea, con el desarrollo de un marco propio diferenciado al de promoción de energías renovables, que respete, en todo caso, los criterios de la Comisión sobre ayudas de Estado.

En lo que respecta a la valorización de residuos y la reducción de la dependencia energética, en tanto que no se están cumpliendo los objetivos establecidos, es necesario desarrollar un marco regulatorio que promueva la valoración energética de los residuos municipales generados, fundamentalmente en el tratamiento de los rechazos resultantes de las instalaciones de separación, tratamiento y reciclado, así como en la captación de los flujos de residuos que actualmente son directamente enviados a vertedero.

La rehabilitación energética de edificios tanto públicos como privados, contribuye una importante medida de cara a alcanzar los objetivos de eficiencia energética.

Para ello, se propone la puesta en marcha de un Plan de Adecuación y Rehabilitación Energética de los edificios de la Administración Central del Estado, conforme al inventario realizado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Asimismo, sería conveniente establecer mecanismos de financiación que permitan a los propietarios de edificios o viviendas adoptar las medidas más eficientes posibles, lo que en última instancia permitiría obtener un parque edificado energéticamente eficiente.

Sería igualmente necesario establecer mecanismos de financiación a las comunidades autónomas y a las corporaciones locales para la adopción de medidas de eficiencia energética en las viviendas de sectores vulnerables energéticamente y en las viviendas sociales.

Finalmente, la necesidad de una mayor eficiencia de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, requeriría analizar a nivel nacional, en coordinación con las comunidades autónomas y la Federación Española de Municipios y Provincias (FEMP), el establecimiento de un plan de fomento de estos sistemas, en consonancia con la nueva estrategia de calor y frío de la Comisión Europea.

Sobre el precio de la electricidad y los costes del sistema

En cuanto a la formación del precio de la electricidad y a los costes que lo determinan el CES considera que la trayectoria ascendente de los precios de la electricidad en los últimos años resulta paradójica dado el contexto de la debilidad de la demanda durante la crisis, trayectoria que, además, parece mantenerse, igualmente, en el periodo de recuperación. Esta evolución pone de manifiesto las disfunciones que presenta el sistema en cuanto a la determinación del precio y la necesidad de llevar a cabo una revisión de los múltiples mecanismos y factores que lo conforman.

Respecto al coste de la energía, la formación del precio y la actuación de los mercados mayoristas, el CES considera que resultaría necesario, en la medida de lo posible, reducir la volatilidad que afecta a dichos mercados. España, como la mayor parte de los mercados europeos, ha optado por una determinación marginalista del precio en los mercados mayoristas, aunque su funcionamiento debe mejorarse a través de la integración y el desarrollo de un mercado único europeo, en el cual juegan un papel relevante las interconexiones. En el ámbito del mercado español, además, es importante impulsar los contratos bilaterales, los mercados a plazo y la entrada de nuevos participantes.

Asimismo, resulta necesaria la revisión y reformulación de alguno de los sistemas o mecanismos establecidos para lograr un funcionamiento adecuado del sistema, por ejemplo, el mecanismo de interrumpibilidad y los pagos por capacidad que, atendiendo a las disfunciones expuestas en el presente informe, deberían revisarse para que resulten menos

oneroso, menos discriminatorios y, en definitiva, más eficientes. En este sentido, es necesario desarrollar mecanismos adecuados, en línea con lo que plantea la regulación europea, para garantizar el suministro en los niveles que exigen las economías europeas y, de este modo, avanzar a un diseño de mercado que atienda las necesidades de capacidad futura de forma eficiente.

Respecto a las tarifas de acceso, el CES subraya que el incremento de los costes ajenos al suministro, experimentado en los últimos años, explica una parte importante de la trayectoria ascendente de los precios en España. Estos costes también explican que los precios finales eléctricos en España sean de los más elevados de Europa, con los consiguientes efectos negativos sobre la competitividad de la economía y sobre el gasto del consumidor doméstico.

Muchos de los aspectos incluidos entre los costes regulados responden a decisiones de política energética, de cohesión social o medioambiental y resulta discutible que deban ser financiados a través de la factura eléctrica, es decir, a través del consumo energético de los hogares y las empresas. Además, su traslado concreto a la tarifa, donde parte de estos costes fijos son repercutidos en la parte variable de la factura, es decir, la relacionada con la cantidad consumida, genera distorsiones relevantes, que afectan por ejemplo al tratamiento de la actividad de autoconsumo en España.

El CES estima que es necesaria una reforma normativa que traslade el coste de las políticas ajenas al suministro a otras vías de financiación, como podrían ser los Presupuestos Generales del Estado. Hasta ahora los compromisos del cumplimiento del objetivo del déficit habían dificultado esta posibilidad.

En este sentido, debería considerarse específicamente financiar fuera de la factura eléctrica el total de los extracostes derivados de la actividad de producción del sistema extra peninsular al ser una política de cohesión territorial. Asimismo, de forma escalonada, deberían trasladarse los costes relacionados con las ayudas a las energías renovables y las anualidades del déficit.

Respecto a este último, el CES considera, además, que los superávits de tarifa generados en los últimos ejercicios deberían destinarse a la amortización del déficit acumulado, puesto que la inaplicación de esos superávit a la amortización de la deuda resulta incoherente con el elevado coste financiero que suponen los intereses de la misma, tal y como ha señalado la CNMC.

En cuanto al tratamiento fiscal de la actividad eléctrica, se han analizado los impactos que sobre el precio de la electricidad tienen tanto los impuestos a la generación que afecta a los precios a través de los costes de la energía como la imposición indirecta al consumidor, concretamente el impuesto especial sobre la electricidad y el IVA.

El CES considera que existe un amplio margen para mejorar la tributación energética, respondiendo a la necesidad de armonizar la fiscalidad medioambiental en este ámbito,

a la de evitar la doble imposición y a la de reducir su efecto distorsionador sobre las decisiones de los agentes. La internalización de los costes medioambientales debe ser el principio a seguir a la hora de fijar el tratamiento fiscal en España de la electricidad, siempre desde la necesidad de descarbonización de la economía y de introducción de las energías renovables.

De hecho, en España, a pesar de que muchos de los impuestos asociados a la generación de electricidad alegan responder a objetivos medioambientales, lo cierto es que presentan deficiencias técnicas o de diseño que no permiten internalizar adecuadamente las externalidades negativas medioambientales derivadas de la producción de electricidad. Además, en ocasiones se solapan y/o gravan los mismos hechos imponible por otros tributos.

De modo que el CES propone la supresión de todos aquellos impuestos que generen una doble imposición.

Asimismo, la presencia de tributos a la generación de electricidad y al consumo industrial en España introduce una situación discriminatoria frente a los principales socios comunitarios dificultando la integración energética y el logro del mercado único de la electricidad. Algunos de estos impuestos introducen distorsiones en los precios mayoristas de la electricidad, con perjuicios para los consumidores, para la competitividad del mercado energético español y para estimar la viabilidad económico-financiera de las nuevas inversiones en generación, lo que dificultaría alcanzar los objetivos planteados por la necesaria transición energética.

Respecto a los impuestos que afectan a los consumidores, el CES considera, además, que deben ser revisados e incluir medidas de protección y apoyo a los colectivos más vulnerables. La energía constituye un bien de primera necesidad, por lo que el Estado debe garantizar el acceso a la energía eléctrica a todos los ciudadanos.

Debería considerarse, por un lado, la reducción del tipo de IVA que se aplica a la electricidad, actualmente del 21 por 100, al constituir un bien de primera necesidad, por otro lado, habría que revisar, reformar y reducir la carga real del impuesto especial de la electricidad, que surgió para hacer frente a la necesidad de modificar el sistema de financiación del apoyo a la minería del carbón, y que se ha seguido manteniendo. Además, este impuesto forma parte de la base imponible del IVA, introduciendo un solapamiento entre gravámenes.

Sobre la electricidad como *input* productivo y sus efectos sobre la competitividad

La electricidad constituye, para algunas actividades, uno de los principales factores de producción, por lo que la evolución de su precio impacta directamente en sus estructuras de costes, en sus resultados económico-financieros y en su capacidad competitiva.

En opinión del CES, se deberían propiciar los contratos de largo plazo para los grandes consumidores de electricidad, en aras de mejorar la competitividad del tejido empresarial y evitar que el coste de la electricidad pueda provocar traslados de la producción o de las inversiones. En este sentido, el CES estima positivo el reconocimiento de la figura del industrial electro-intensivo en el ordenamiento jurídico español, como existe en otros países por ejemplo en Francia o en Alemania, de manera que pudieran establecerse contratos bilaterales a precios más competitivos.

Asimismo, en la necesaria revisión del mecanismo de interrumpibilidad, y dada que la importancia que adquiere el servicio de ajuste de la demanda en el marco de la transición energética, deberían tomarse en consideración las peculiaridades de este tipo de empresas, de su demanda de energía y el tipo de producción.

Sobre el consumo eléctrico de los hogares y los aspectos sociales relacionados

En España, el acceso a este recurso básico está determinado por las variaciones de un mercado con unas características muy particulares que no favorecen la estabilidad, y por tanto la previsibilidad, de los precios, dificultando la planificación de los gastos de las familias. Así, en el momento presente la parte fija de la estructura de la tarifa (regulada) supone entre el 50 y el 60 por 100, en tanto que la parte variable está sujeta a las distintas modalidades de contratación del suministro de energía: el suministro de referencia es de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, la contratación en el mercado liberalizado y el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, o PVPC.

La existencia de una gama abundante de tarifas, que pueden incluir modalidades como la tarifa plana, o el establecimiento de precios distintos en función de las horas del día, entre otras, puede llegar a hacer difícil una valoración cabal de los usuarios que deben escoger la más adecuada a las características de sus hogares.

Además, en este contexto, el establecimiento de una factura eléctrica en la que los distintos conceptos que la integran sean claros y comprensibles para un ciudadano con un nivel medio de comprensión no se ha logrado, por lo que su consecución debe ser un objetivo a corto plazo.

Por otro lado, en los diez últimos años se han puesto de manifiesto los problemas de muchos hogares para hacer frente a los gastos de suministros básicos de la vivienda, como los de la energía, en un contexto de precios crecientes de estos servicios.

Las consecuencias sociales de la crisis, aún no revertidas, se hacen visibles en el incremento del número de hogares con bajos ingresos o elevado endeudamiento. A ello se unen otras circunstancias como la elevación de los precios de las principales fuentes de energía o los problemas de conservación o aislamiento ineficiente de las viviendas o las

instalaciones inadecuadas de calefacción o climatización en España. La identificación de estas circunstancias como factores causales, sin embargo, solo se ha traducido hasta el momento en respuestas institucionales parciales para afrontar el problema de la vulnerabilidad. Aún no se ha desarrollado todavía un indicador específicamente diseñado para medir el alcance de la vulnerabilidad de los consumidores frente a la energía.

La reciente regulación de la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos recogen los nuevos requisitos para que la aplicación del bono social. La principal novedad viene dada por los criterios para aplicar los descuentos de dicho bono, que se establecerán en función de la renta en lugar de la potencia contratada, la percepción de pensión mínima o las situaciones de desempleo en la unidad familiar de desempleados. A este respecto, llama la atención la aplicación de los descuentos del bono social a todas las familias numerosas, sin tener en cuenta ningún límite de renta.

No obstante, las rebajas establecidas en el bono social (25 por 100 para los consumidores vulnerables y 40 por 100 para los vulnerables severos) tienen un alcance muy limitado, aplicándose únicamente sobre los contratos acogidos al PVPC y sin tener en cuenta el término de potencia ni los impuestos.

Por ello sería aconsejable extender su aplicación al total de la factura.

Por otro lado, los límites de consumo anual (a partir de 1.200 kWh) establecidos en la nueva regulación son muy bajos si se tiene en cuenta el consumo medio por hogar, lo que reduce la eficacia de la medida en su conjunto.

En lo que respecta a la financiación del bono social, sería aconsejable revisar los criterios de reparto entre las comercializadoras, contemplándose, no solo el número de contratos de cada empresa, sino también el volumen de energía comercializada por cada una.

En todo caso, cabría considerar la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de la parte del coste del bono social actualmente asumida por el conjunto de los comercializadores, así como de la que se encargan los Servicios Sociales para los consumidores en riesgo de exclusión, incluidas las deudas por impago de los consumidores vulnerables y de los gastos para la rehabilitación de edificios ineficientes habitados por consumidores vulnerables.

Al mismo tiempo, sería conveniente revisar los instrumentos fiscales, incluyendo medidas de protección y apoyo a los trabajadores afectados y a los colectivos vulnerables. La energía eléctrica es un bien de primera necesidad.

En este sentido, debería plantearse la aplicación del tipo de IVA previsto para ese fin. En todo caso, el Estado debería garantizar el acceso a la energía eléctrica a todos los ciudadanos, sufragando su coste a los hogares más vulnerables, en lugar de depositar la responsabilidad en las empresas comercializadoras.

Por último, siendo el bono social una medida de protección social, sería más adecuado que la Administración del Estado fuera la instancia responsable de transmitir y difundir la información pertinente sobre dicho bono.

Sobre el autoconsumo y generación distribuida

La normativa española recoge una serie de trabas administrativas que dificultan la actividad de autoconsumo, en lugar de promoverlo como indica la Unión Europea y se hace en gran parte de los socios comunitarios.

Partiendo de la necesaria revisión completa de la normativa del sector y, en concreto, del tratamiento de los costes regulados, en opinión del CES, la regulación del autoconsumo de electricidad debería ser modificada y avanzar hacia un marco jurídico estable, para tratar, con ello, de promoverlo y alcanzar, además, los objetivos fijados por la Directiva comunitaria, asegurando, en todo caso, una aplicación neutra para el conjunto de los consumidores.

La regulación española debería aplicar el principio de simplificación administrativa en el tratamiento de la actividad de autoconsumo principalmente en dos ámbitos: por un lado, en los diferentes trámites fijados para la legalización de las instalaciones en los distintos territorios en España, resultando deseable su armonización y coordinación; y, por otro lado, para hacer efectivo el derecho reconocido por las autoridades comunitarias a los autoconsumidores de percibir una retribución a cambio de la energía vertida a la red.

Respecto a esto último, en la actualidad en España, los productores de pequeño tamaño (menos de 100 kW) pueden verter su excedente de producción a la red de manera gratuita, pero si quieren percibir una retribución tienen que hacer frente a numerosas cargas administrativas y formalidades tributarias. La Comisión Europea propone la retribución de la energía vertida a la red como mínimo con su valor estrictamente económico, es decir, a precio de mercado más las pérdidas evitadas, ambos valores determinados horariamente.

Finalmente, en línea con las propuestas de la Comisión Europea, para promover el autoconsumo principalmente en los núcleos urbanos se debe considerar la opción del autoconsumo compartido, que el Real Decreto 900/2015 prohibía en origen. Debe establecerse un marco normativo que permita su desarrollo así como el de la figura de agregador de la demanda. Además, debería promoverse el uso de baterías como complemento de estas instalaciones –penalizado bajo la normativa actual.

Sobre los principales retos y oportunidades para el futuro del sector

El reto del cambio climático. La transición justa

La optimización del sector energético a través del aumento de la eficiencia energética, el impulso a las renovables y la mejora de la garantía de abastecimiento conforman la

transición energética europea hacia una economía baja en carbono, que requerirá de una adecuación de las normas de gobernanza, nuevas perspectivas de diseño ecológico y una estrategia para una movilidad conectada y automatizada, todo ello orientado a los consumidores, agentes activos y centrales en los mercados de la energía del futuro.

Se trata de un proceso a tres velocidades. Por un lado, a corto plazo, donde la Estrategia Europa 2020 para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador establece los objetivos de reducir las emisiones GEI un 20 por 100, alcanzar el 20 por 100 de participación de renovables en el consumo de energía, y aumentar un 20 por 100 la eficiencia energética, retos que están en el proceso de alcanzarse. A medio plazo (2030), se pretende mejorar la eficiencia energética en un 30 por 100, alcanzar una participación de renovables de al menos el 27 por 100, y reducir las emisiones GEI en al menos un 40 por 100 respecto a 1990 (los sectores no regulados por el régimen de comercio de emisiones tendrán que reducirlas hasta el 30 por 100 respecto a 2005), y el consumo energético en al menos un 27 por 100. Y a largo plazo (2050), la Hoja de Ruta establece que la Unión Europea deberá haber reducido sus emisiones en un 80 por 100.

La descarbonización (reducción de la intensidad de carbono) se produce a mayor velocidad en la generación de electricidad que en sectores de la industria, edificios y transporte. Aunque las fuentes fósiles siguen dominando el *mix* eléctrico en la Unión Europea, su peso en la generación de electricidad cayó del 56 al 42 por 100 entre 1990 y 2014, dejando paso a una mayor participación de las renovables, claves para responder al doble reto de reducir las emisiones GEI y ganar eficiencia energética.

En el caso de España la generación de electricidad es muy desigual en el territorio, por lo que la transición energética podría agudizar los ya patentes desequilibrios territoriales, como resultado del necesario ajuste energético hacia una generación baja en carbono. En varios casos relevantes hay además una clara conexión entre instalaciones de generación y zonas mineras, de manera que el impacto inicial de la descarbonización sobre el empleo y la actividad económica de estas regiones sería todavía más elevado. De ahí la necesidad de modular en el tiempo las actuaciones en la transición y valorar los esfuerzos relativos y los impactos en el tejido económico y social de las zonas y sectores concretamente afectados.

La transición energética debe estar planificada, de forma que garantice la seguridad en el suministro, para lo cual deben establecerse escalas de adaptación, con esfuerzos progresivos y un control periódico de los avances, siendo preciso favorecer la inversión en investigación de nuevas tecnologías cada vez más limpias y sostenibles. En este sentido, la producción de electricidad tiene un gran potencial de reducción de emisiones. Además, electrificar la demanda y generar electricidad con renovables podría suponer un aumento de la eficiencia energética. La transición energética debe hacerse teniendo en cuenta el impacto social que las mismas producen, siendo socialmente responsables y creando empleo de calidad.

Para que esta transición sea sostenible y justa, se han de dar en los tres aspectos que determinan la sostenibilidad: socialmente, en la repercusión de los costes para los ciudadanos, y en el mantenimiento y creación de empleo, implicando a los agentes que actúan en el sector y a la Administración tanto financieramente como en la gestión del cambio, evitando la destrucción del tejido industrial territorial; económicamente estableciendo los plazos y la regulación adecuada para que el cambio no lastre la competitividad de las empresas ni la economía; y ambientalmente, asumiendo los objetivos de descarbonización y eficiencia acordados.

El CES propone el desarrollo de un Plan Estratégico Estatal sobre Transición Justa, que analice los riesgos socioeconómicos asociados a la reestructuración/reconversión de determinados sectores y establezca los recursos e instrumentos necesarios para paliar los posibles efectos sobre el empleo.

Junto a lo anterior el CES considera conveniente desarrollar Planes de reactivación de las Zonas de Transición Justa, que incluyan un Plan industrial y social de las empresas, y habilitar un organismo público de gestión encargado de desarrollar los correspondientes planes y medidas en coordinación con las comunidades autónomas concernidas, con las Administraciones locales, las empresas afectadas y los agentes sociales.

Oportunidades desde la innovación y la digitalización

El CES estima necesario que proceso de transición energética hacia un sistema energético sostenible, las medidas de eficiencia y ahorro se complementen con esfuerzos en innovación tecnológica guiados, a su vez, por la necesidad de producir de forma más sostenible, eficiente y a precios competitivos, reduciendo a su vez la dependencia exterior y permitiendo luchar contra el cambio climático.

La innovación y las actividades de investigación y desarrollo en el sector eléctrico son múltiples y continuas, pero se enfrentan a las dificultades y obstáculos que afectan a la I+D+i en España, relacionado con aspectos como el acceso a la financiación, el tratamiento de las patentes, la dotación de capital humano o la coordinación de las políticas de innovación con la política industrial.

Por ello el CES considera esencial la superación de estos obstáculos y limitaciones desde la cooperación entre los distintos agentes del sistema de innovación, impulsando la colaboración público-privada, la generación de patentes, fortaleciendo las Oficinas de Transferencia de Resultados de Investigación, favoreciendo la spin-off universitaria y los parques científicos y tecnológicos.

La inversión en redes inteligentes constituye, asimismo, uno de los principales ámbitos disruptivos en cuanto a la innovación en el sector eléctrico. Para que la digitalización del sector eléctrico desarrolle todo su potencial se deben desarrollar medidas principalmente de gestión de la demanda y de servicio al consumidor, entre otras:

- Desarrollar una nueva relación con los consumidores aprovechando los nuevos canales de comunicación digital que facilite una mejor comprensión de sus consumos y de la factura energética.
- Se debe formar e informar a los usuarios sobre las funcionalidades de los nuevos equipos de medida y de gestión del consumo, que podrán optimizar su gasto energético.
- Establecer medidas adicionales en el ámbito de la ciberseguridad, subrayando la necesidad de salvaguardar los derechos de los consumidores y usuarios respecto al uso de los datos.
- Asimismo, se debe incentivar el desarrollo de redes de climatización inteligente; fomentar las instalaciones de alta eficiencia energética a través de sistemas digitalizados de control energético; o propiciar que la digitalización permita un aprovechamiento tecnológico de fuentes de energía residuales.

Todas las propuestas anteriores se han formulado teniendo en cuenta, sobre todo, que el sector eléctrico se dibuja como una de las claves en la transición a un modelo de producción y consumo bajo en carbono. De ahí que las bases para su futuro desarrollo deban ser sólidas, previsibles y ampliamente aceptadas.

Ello implica no renunciar a instrumentos de planificación, en el contexto general de la seguridad en el aprovisionamiento y el uso eficiente de la energía, pero también de manera coherente con el resto de grandes objetivos y retos que, junto con el cambio climático, afronta la sociedad española, entre los que se cuenta la digitalización y la cohesión social y territorial. Se trataría de articular estrategias para facilitar la ejecución de procesos inversores de medio y largo plazo y para garantizar una elevada coherencia en las medidas públicas que se adopten para impulsar todas estas transiciones, en un marco de gobernanza con amplia participación de los agentes económicos y sociales.

INFORME SOBRE SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Composición de la comisión de trabajo encargada de la elaboración del informe (*)

Presidente:	José Manuel Morán Criado (grupo primero, UGT)
Vicepresidente:	Juan Antonio Labat Arangüena (grupo segundo, CEOE-CEPYME)
Grupo primero:	Luis Burgos Díaz (CIG) Salce Elvira Gómez (CCOO) Saturnino Gil Serrano (UGT) Ana Sánchez Navarro (CCOO) Cecilia Sanz Fernández (CCOO) Iñaki Zabaleta Aramendia (ELA-STV)
Grupo segundo:	Jorge de Saja González (CEOE-CEPYME) Pedro C. Fernández Alén (CEOE-CEPYME) Eduardo Montes Pérez del Real (CEOE-CEPYME) Antonio Romero Mora (CEOE-CEPYME) José Luis Vicente Blázquez (CEOE-CEPYME)
Grupo tercero:	Jerónima Bonafe Ramis (CEPES) Manuel Jesús Lagares Calvo (Expertos) José Basilio Otero Rodríguez (FNCP) Domiciano Pastor Martínez (UPA) Gustavo Samayoa Estrada (FUCI) José Andrés Sánchez Pedroche (Expertos)
Suplentes:	Juan José Álvarez Alcalde (ASAJA) Jorge Aragón Medina (CCOO) Julián Ariza Rico (CCOO) Ana Esperanza, Beltrán Blázquez (CEOE-CEPYME) Juan García Blasco (Expertos) Arantza Lascurain Arteche (CEPES) Juan Llovet Verdugo (Expertos) Héctor Maravall Gómez-Allende (CCOO) Evangelina Naranjo Márquez (UGT) Dionís Oña Martín (UGT) José Antonio Suárez-Llanos Rodríguez (ARVI)
Coordinadores de los grupos:	Jorge Aragón Medina (grupo primero, CCOO) Ana Esperanza Beltrán Blázquez (grupo segundo, CEOE-CEPYME) Eduardo Navarro Villarreal (grupo tercero, COAG) Dionís Oña Martín (grupo primero, UGT)
Relación de comparecientes ante la comisión de trabajo:	Pedro Mielgo Álvarez (presidente de Madrileña Red de Gas) Jorge Fabra Utray (exconsejero de la Comisión Nacional de Energía)

(*) Composición de la comisión en la fecha de aprobación del informe.

Equipo técnico del área de estudios y análisis:

Reyes de Blas Gómez (coordinadora)

Myriam Benyakhlef Domínguez

Ana Hernández Rodríguez

M.^a Victoria Mestre Martínez

Inmaculada Ordiales Hurtado

