Estudios sobre la Economía Española - 2019/28

El mercado eléctrico: los agentes y la discusión sobre su diseño

Joan Batalla Bejerano
(FUNSEAM y Universidad de Barcelona)

Elisenda Jové-Llopis
(Universidad de Barcelona)

fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de FEDEA.

EL MERCADO ELÉCTRICO: LOS AGENTES Y LA DISCUSIÓN SOBRE SU DISEÑO

JOAN BATALLA BEJERANO
FUNSEAM y Universidad de Barcelona[1]

ELISENDA JOVÉ-LLOPIS
Universidad de Barcelona[2]

Julio 2019

Resumen:

Con el objetivo de dar respuesta a los retos que conlleva el cambio climático, está teniendo lugar un profundo proceso de transformación del sistema energético, con especial afección en el sector eléctrico. En este proceso de cambio, se está produciendo un intenso debate alrededor del papel de los mercados eléctricos y su capacidad, en su diseño actual, de dar respuesta a los retos del sector en su conjunto aportando las correctas y oportunas señales a la inversión. En el presente trabajo se presentan los principales retos del sector y su incidencia en el correcto funcionamiento de los mercados eléctricos, analizándose el papel a desempeñar por los mercados y los diferentes mecanismos de retribución a la producción de energía eléctrica.

Índice:

1. Introducción
2. El reto del cambio climático
3. La electricidad como vector energético clave en el proceso de transición
4. Los mercados eléctricos y sus retos asociados
    - 4.1 Descarbonización
    - 4.2 Disminución de costes
    - 4.3 Descentralización
    - 4.4 Flexibilidad
    - 4.5 Almacenamiento de energía
    - 4.6 Digitalización
    - 4.7 Empoderamiento del consumidor
5. Capacidad del diseño actual del mercado eléctrico para dar respuesta a los retos planteados
6. Conclusiones

---

[1] Director General de FUNSEAM
[2] Investigadora de la Cátedra de Sostenibilidad Energética

1. Introducción

Actualmente el cambio climático se configura como uno de los mayores desafíos globales al que se enfrenta nuestra sociedad. Se trata de un problema de escala internacional que se debe acometer con decisión y urgencia ya que el incremento de la temperatura de la Tierra a través de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera está generando impactos económicos y medioambientales severos e irreversibles. El calentamiento global genera, entre otros cambios, unas condiciones meteorológicas más extremas, el deshielo de los glaciares y un crecimiento del nivel del mar. Sin lugar a duda, estas condiciones climáticas anormales afectan a las generaciones presentes y futuras y, consecuentemente, tienen cada vez más repercusión en nuestras economías, el medio ambiente, la salud y la vida cotidiana.

Lograr una descarbonización de la economía supone un ámbito primordial de actuación. Por ello, no sólo se requiere de un cambio estructural en el modelo energético sino también de una transformación en el modo de producir y consumir por parte de todos los agentes de una economía. Ante este desafío, la transición energética, es decir, el proceso que conduce a lograr una economía con fuentes primarias de energía limpias que apenas emitan CO_2, se encuentra en el centro del debate político y representa una pieza fundamental a considerar en cualquier diseño estratégico de lucha contra el cambio climático.

Un proceso donde la electrificación de nuestra matriz de consumo energético va a desempeñar un papel destacado. Las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2018) apuntan que, con el horizonte temporal del 2040, la electricidad constituye la forma final de energía que va a experimentar un mayor crecimiento en la matriz de energía final, siendo al mismo tiempo, el sector eléctrico el que más contribuye a reducir la participación de los combustibles fósiles en el mix energético global.

A nivel global, se está produciendo un proceso de transformación del sistema energético, con especial afección al sistema eléctrico, impulsando este proceso de cambio tres factores principales. En primer lugar, la participación creciente de generación eléctrica a partir de

fuentes renovables de naturaleza variable tales como la energía eólica y la solar fotovoltaica. En segundo lugar, el despliegue de recursos de energía descentralizados. Y tercero, la difusión de la digitalización, que está llegando a todos los segmentos de la cadena de valor desde la generación hasta los clientes, generando nuevas oportunidades de negocio y de optimización de los costes operativos.

En este sentido, más allá de la relevancia que va a desempeñar el proceso de electrificación y los importantes cambios que se están sucediendo en el funcionamiento y operación del sistema eléctrico, se están produciendo un cambio estructural con especial incidencia en el papel que deben desempeñar los mercados eléctricos a la hora de proveer las correctas y oportunas señales a la inversión. Todo ello con implicaciones sistémicas a la hora de garantizar la seguridad de suministro, requiriendo de una respuesta coordinada y proactiva por parte de los responsables de la formulación de políticas y las partes interesadas pertinentes en el sector energético. Una cuestión nada desdeñable si tomamos en consideración el volumen de recursos económicos que es necesario movilizar, especialmente desde la iniciativa privada. En ese sentido, se prevén unas necesidades crecientes de inversión para garantizar el suministro energético global. Sólo a nivel europeo, la Comisión Europea (Comisión Europea, 2016) estima que el proceso de transición energética requerirá una inversión sostenida sustancial en los próximos 40 años de aproximadamente 270.000 millones de euros al año. Esta cifra, que representa una inversión adicional de alrededor del 1,5 % del PIB comunitario, da una primera idea de la relevancia que adquieren los mecanismos de mercado en la asignación eficiente de los recursos.

En este contexto, el presente trabajo se enmarca en el actual proceso de debate alrededor del papel de los mercados eléctricos y su capacidad, en su diseño actual, de dar respuesta a los retos del sector energético en su conjunto. Tras un primer apartado centrado en el análisis de las tendencias energéticas globales con el horizonte del 2040, centrándose en aquellas que conciernen al sector eléctrico, en la segunda parte se presentan los principales retos con incidencia e implicaciones en el ámbito propiamente de la operación y

funcionamiento de los mercados eléctricos. Retos cuya respuesta, dadas las importantes y significativas interdependencias que se producen entre ellos, exigen de un enfoque global. Cuestiones como el desarrollo de nuevas tecnologías, la consolidación de las fuentes de generación renovable de naturaleza variable tales como la energía eólica y la solar fotovoltaica con requisitos crecientes de flexibilidad, el despliegue de recursos de energía descentralizados acompañados de una participación más activa de los consumidores, así como la difusión de la digitalización que está llegando a todos los segmentos de la cadena de valor, no pueden ser analizados de forma aislada. Toda reflexión acerca de los principales aspectos del diseño del mercado, cuestión esta que centrará el último de los apartados, no puede ni debe realizarse sin tomar en consideración las interrelaciones existentes.

2. El reto del cambio climático

Las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera han ido aumentando debido fundamentalmente a la utilización de combustibles fósiles. En este sentido, el sector energético, principal sector responsable de las emisiones de GEI, está llamado a desempeñar un papel vital para hacer frente al gran reto global que afronta actualmente la humanidad. Así mismo, la sensibilidad cada vez mayor a la problemática de la sostenibilidad ambiental ha dado lugar a la firma de sucesivos acuerdos de carácter internacional para lograr un crecimiento económico limpio y sostenible con el medio ambiente[3]. Comenzando por la creación del principal mecanismo de coordinación internacional, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), pasando por el Protocolo de Kioto y las decisiones y acuerdos más importantes que se han ido tomando en

[3] Establecer la primera base científica común al problema del cambio climático representó el primer esfuerzo internacional. Por ello, en 1998 se creó el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (conocido como IPCC por sus siglas en ingles *Intergovernmental Panel on Climate Change*) para evaluar la situación y la profundidad científica, técnica y socioeconómico del fenómeno del cambio climático a nivel global.

las distintas Conferencias de las Partes, para terminar con el reciente Acuerdo de París y la Cumbre del Clima (COP24) de Katowice.[4]

El Acuerdo de París de noviembre de 2016 puso fin a más de dos décadas de negociaciones globales y abrió las puertas a un nuevo enfoque que dé respuesta al desafío del cambio climático mediante una transformación en el modo de producir y consumir. Este acuerdo representa el primer pacto global de carácter vinculante donde todos los países, y no solo los desarrollados, se han comprometido en el cumplimiento de un único objetivo que es mantener el calentamiento global por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustrial e, incluso si es posible, por debajo de 1,5°C. Limitar el calentamiento global por debajo de 2°C requiere un esfuerzo titánico, particularmente, en el sector de la energía que genera alrededor de dos tercios de las emisiones globales de gases de efecto invernadero.

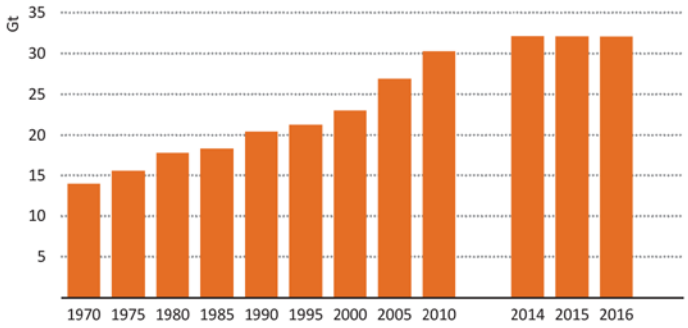
Las emisiones de GEI, como por ejemplo el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) o los óxidos de nitrógeno (NO_X) entre otros, han acompañado al desarrollo tecnológico y económico de nuestras sociedades; sin embargo, hasta hace relativamente poco tiempo no se había prestado especial atención a su potencial impacto en el medioambiente. Así pues, el cambio climático añade más presión aún a la necesidad de desacoplar la demanda de energía del crecimiento económico. El sector energético es uno de los principales sectores con mayores emisores de CO_2 (principal gas detrás del proceso de calentamiento global) y debe afrontar de inmediato su descarbonización, pero no a cargo de un menor crecimiento económico. Por consiguiente, ser capaces de desacoplar las emisiones de GEI y el crecimiento económico constituye un gran reto del futuro que exige, al mismo tiempo, de un profundo proceso de transformación de las pautas actuales de consumo energético, lo que nos lleva hablar de la transición energética.

En este sentido, destacar el repunte que se ha producido en las emisiones de CO_2 correspondientes al sector energético. Tras tres años donde se había experimentado un

[4] El pasado 15 de diciembre de 2018 en la Cumbre de Clima (COP24) que tuvo lugar en Katowice se aprobó el libro de reglas que hará posible la puesta en marcha del Acuerdo de París. Estas reglas permitirán medir, en un marco de transparencia común, los esfuerzos de lucha contra el cambio climático, adaptación a sus impactos y financiación que se han comprometido a hacer los distintos países.

cierto estancamiento en las emisiones asociadas al sector energético (Gráfico 1), ligeramente por encima de las 30 Gt de CO_2, las emisiones globales volvieron a crecer un 1,5% en 2017.

Figura 1. **Emisiones de CO2 en el sector energético (Gt),** 1970-2016



Fuente: World Energy Outlook, 2017

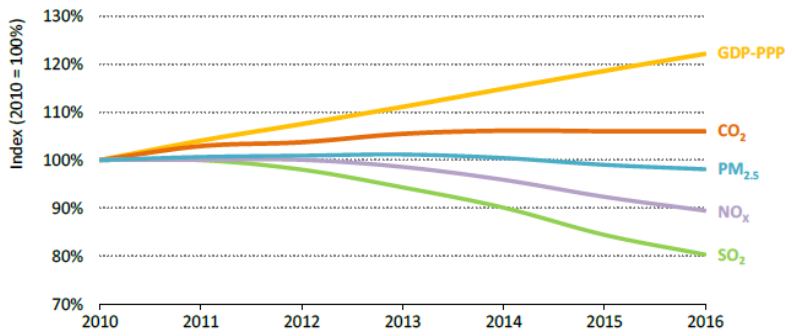
Este dato confirma las dudas e incertidumbres existentes sobre si se había alcanzado un genuino punto de inflexión explicado por la confluencia de múltiples factores como la expansión de la generación baja en emisiones (solar y fotovoltaica principalmente), la reducción a nivel global de la intensidad energética o la caída en la demanda global de carbón o, por el contrario, se trataba de la mera confluencia de factores coyunturales de naturaleza temporal que se podía revertir en cualquier momento, ocasionando que se vuelva a un periodo de crecimiento en la senda de emisiones de dióxido de carbono.

Detrás de esta reciente evolución a nivel global se encuentran las emisiones asociadas a las economías emergentes y en desarrollo que van a experimentar incrementos en sus consumos energéticos asociados al incremento de su riqueza. Es por todo ello que, a pesar de los importantes avances realizados en estos últimos años, la transición del sector energético hacia un futuro modelo bajo en emisiones compatible con los objetivos climáticos exige de esfuerzos adicionales.

En este sentido, a pesar de que se está produciendo un cierto desacoplamiento entre crecimiento económico y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) vinculadas al

consumo de energía (Figura 2), es preciso cambiar radicalmente el ritmo de reducciones de CO_2 con actuaciones adicionales.

Figura 2: **Relación entre PIB real y emisiones contaminantes, 2010-2016**



Fuente: World Energy Outlook, 2018

Los resultados de las diferentes iniciativas en el ámbito climático y energético, de la mano con el progreso tecnológico, no son suficientes para ofrecer una transición energética global que logre alcanzar un máximo en sus emisiones de CO_2 antes de 2040. De acuerdo con las diferentes estimaciones existentes, las emisiones totales de GEI relacionadas con la energía siguen creciendo, a pesar de la disminución que se prevé en las economías desarrolladas o el estancamiento previsto en las correspondientes a China.

En el caso concreto de Europa, la descarbonización total de su economía para 2050 pone el acento en el vector eléctrico. Existiendo puntos de partida diferenciados en cado uno de los Estados miembros - en términos de combinación energética, situación económica y actividades industriales - que requerirán diferentes caminos y nivel de esfuerzos, un objetivo compartido radica en el incremento de la cuota de electrificación en ámbitos tan dispares como el transporte, la edificación o los procesos industriales.

3. La electricidad como vector energético clave en el proceso de transición

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en sus distintas estimaciones, apunta que la electricidad constituye la forma final de energía que va a experimentar un mayor

crecimiento en la matriz de energía final, siendo al mismo tiempo el sector eléctrico el que más contribuye a reducir la participación de los combustibles fósiles en el mix energético global. En este sentido, en el escenario de nuevas políticas (NPS) se prevé un crecimiento del 60% en la demanda eléctrica de aquí a 2040. Más del 85% de este crecimiento se concentrará en las economías en desarrollo, siendo los sectores de la edificación y la industria los que explican en mayor medida esta evolución creciente. El desarrollo de nuevas soluciones de movilidad - en especial a partir del despliegue del vehículo eléctrico-, nuevos usos en la industria, necesidades de refrigeración, grandes electrodomésticos, tecnologías de la información y la comunicación (TIC) y los pequeños electrodomésticos explican en gran medida este crecimiento en la demanda de electricidad (Figura 3) desde los 21.375 TWh actuales hasta los 34.470 TWh en 2040.

Con todos estos cambios, fruto de un cambio estructural y de la electrificación de nuevos usos finales, se espera que la participación de la electricidad en la demanda final de energía aumentará del 18,7% actual al 23,2% en 2040. Unas cifras que ponen de manifiesto cómo el sector eléctrico reviste una especial atención dada su relevancia en la consecución de los compromisos adoptados en la cumbre de París. Un creciente proceso de electrificación acompañado de una creciente participación de las energías renovables en la generación eléctrica sin duda constituye una de las principales líneas de actuación en el proceso de descarbonización de las economías, generando nuevos retos para la operación del sistema eléctrico, como se pondrá de manifiesto en los restantes apartados de este trabajo.

Asimismo, para asegurar la competitividad de la industria eléctrica, es esencial innovar, crear nuevos modelos de negocio intersectoriales y establecer un marco regulatorio sólido para la agregación de servicios, las transacciones de energía entre pares (P2P) y para nuevos servicios que permitan la participación activa de los clientes en el mundo de la energía. La digitalización, la generación distribuida y la evolución tecnológica están rediseñando el papel de las empresas energéticas y el de los consumidores, mostrando interacciones sin precedentes y retos para los mercados eléctricos cuyo diseño actual reviste una revisión en

profundidad con el ánimo de adaptarse a las nuevas necesidades que están irrumpiendo con fuerza.

Figura 3: **Evolución de la demanda eléctrica, 2000-2040**

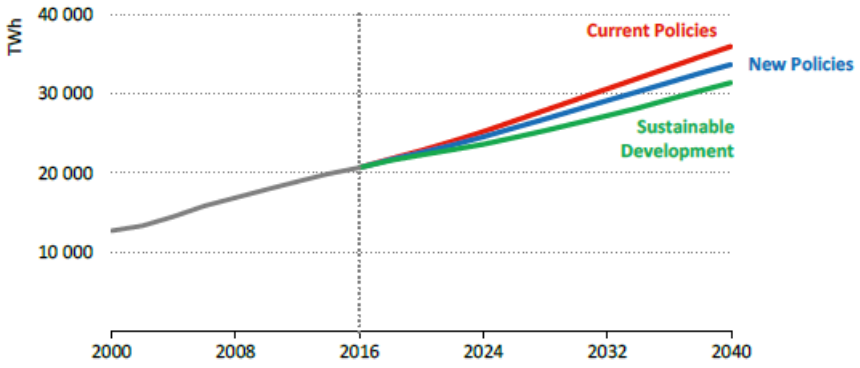
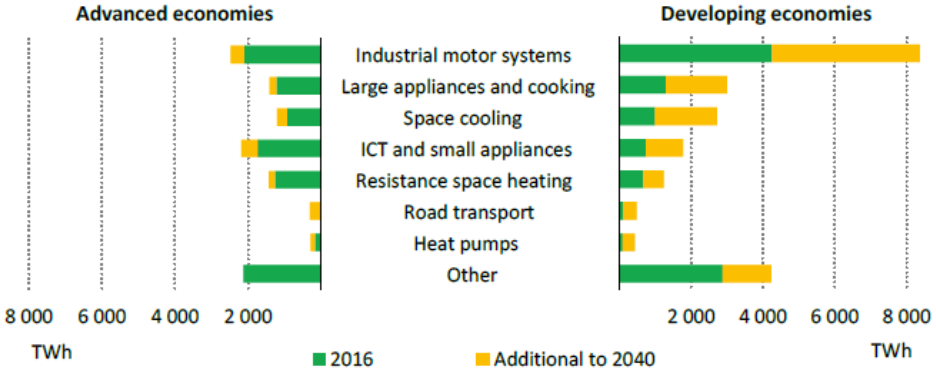


Figura 4: **Demanda de electricidad por usos finales, 2016-2040**

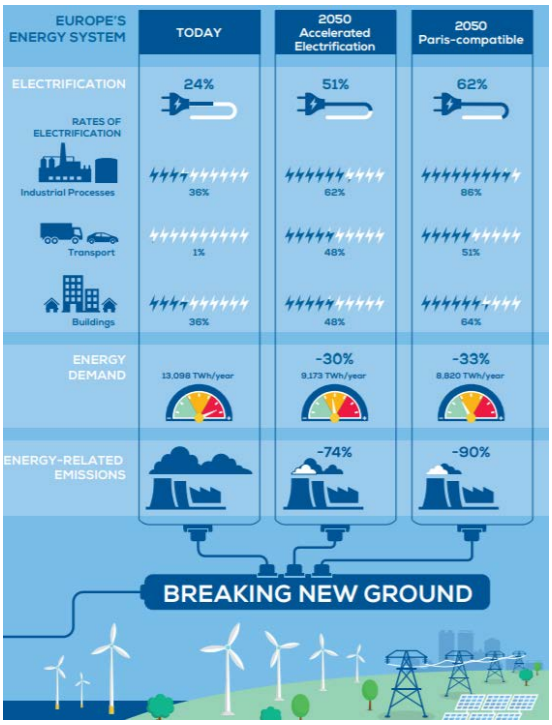


Fuente: World Energy Outlook, 2018

Ahora bien, este proceso de electrificación en el marco de un marco más amplio de lucha contra los efectos que se derivan del cambio climático no es entendible sin un marco general de actuación basado en la articulación de las políticas de energía y clima. En este sentido, la respuesta a los retos del sector eléctrico y las respuestas que se están diseñando no se pueden entender sin tomar en consideración la evolución de la política de clima y energía de la Unión Europea que a lo largo de estos últimos años ha ido aportando las oportunas señales en diseño estratégico de los nuevos paquetes de medidas a medio y largo

plazo (Marco sobre energía y clima para 2030[5], la Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050[6] y la reciente Estrategia a largo plazo para un planeta limpio para todos[7]).

Figura 5: **El proceso de electrificación en Europa en cifras**



Fuente: Eurelectric, 2018

En esta hoja de ruta, con el horizonte de 2050 es posible eliminar prácticamente todas las emisiones de CO_2 y sustituir parcialmente los combustibles fósiles en el transporte y la calefacción (Eurelectric, 2018). Aunque la electricidad se utilizará cada vez más en esos dos

[5] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europea y al Comité de las Regiones. Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030. COM/2014/015 final.
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A52014DC0015

[6] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europea y al Comité de las Regiones. Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050 COM/2011/112 final.
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN

[7] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europea, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones. Un planeta limpio para todos. Estrategia a largo plazo para una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra. COM/2018/773 final.
https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_en.pdf

sectores, el consumo eléctrico global no debería seguir aumentando de acuerdo con las tasas de crecimiento históricas, gracias a las mejoras constantes en materia de eficiencia (Figura 5).

Para la consecución de estos objetivos será necesario un despliegue generalizado de toda una serie de tecnologías existentes, incluidas las tecnologías más avanzadas, como las fotovoltaicas, que irán abaratándose y, por tanto, serán más competitivas en el futuro. Asimismo, el uso significativo de las renovables, muchas de las cuales tienen una producción variable, exigirá de inversiones cuantiosas en redes para garantizar la continuidad del suministro en todo momento. La inversión en redes inteligentes es un factor clave para un sistema eléctrico hipocarbónico para facilitar, en particular, la eficiencia de la demanda, una cuota mayor de renovables y la generación distribuida y permitir la electrificación del transporte.

En este contexto, las diferentes estrategias a implementar en el futuro deberán considerar de qué manera el marco político puede promover esas inversiones a escala local, nacional y de la UE e incentivar la gestión de la demanda y el papel a desempeñar por parte de los mercados eléctricos en sus diferentes formas.

4. Los mercados eléctricos y sus retos asociados

Una vez presentado el reto general de la transición hacia un modelo energético con bajas emisiones que a la vez garantice la seguridad de suministro y la competitividad, este apartado nos debe permitir adentrarnos en identificar de forma más concreta, amplia y exhaustiva aquellos retos que inciden en el mercado eléctrico y cuyo diseño debe afrontar en los próximos años.

Los mercados eléctricos tal como los conocemos están sufriendo un intenso proceso de transformación fruto de la confluencia de múltiples aspectos (Figura 6). En este sentido, cuestiones como el desarrollo de nuevas tecnologías , la consolidación de las fuentes de generación renovable de naturaleza variable tales como la energía eólica y la solar fotovoltaica, el despliegue de recursos de energía descentralizados acompañados de una

participación más activa de los consumidores, así como, la difusión de la digitalización que está llegando a todos los segmentos de la cadena de valor, la flexibilidad del sistema energético son, entre otros, aspectos clave que definirán un nuevo sector eléctrico a medio y largo plazo.

Este apartado pretende abordar los principales retos que debe afrontar el sector energético (Figura 7). Una vez presentado el reto general de la transición hacia un modelo energético con bajas emisiones que a la vez garantice la seguridad de suministro y la competitividad, el objetivo es adentrarse en identificar de forma más concreta, amplia y exhaustiva aquellos aspectos que el sector energético debe afrontar en los próximos años.

Figura 6. **Principales retos del sector eléctrico y el papel de los mercados**

Fuente: Elaboración propia

4.1 Descarbonización

El primero y más importante es la descarbonización, como se ha puesto de manifiesto en los apartados anteriores. A nivel global, la descarbonización está produciendo un proceso de transformación del sistema energético, con especial afección al sistema eléctrico.

Durante los últimos años hemos observado cómo el *mix* eléctrico ha experimentado un cambio significativo. De una matriz de generación donde las energías renovables contribuían relativamente poco, a otro en el que estas se están consolidando como fuentes de energía fundamentales para la transición energética substituyendo progresivamente a los combustibles fósiles. La fuerte penetración de fuentes de energía no podría ser explicada sin los distintos mecanismos de apoyo[8] impulsados desde principios de los años noventa, entre ellos las primas o ayudas a la producción (*Feed-in Tariff* (FIT) y *Feed-in Premium* (FIP)), las cuotas con certificados verdes negociables, los incentivos fiscales y, más recientemente, las subastas o esquemas de licitación de naturaleza concurrencial.

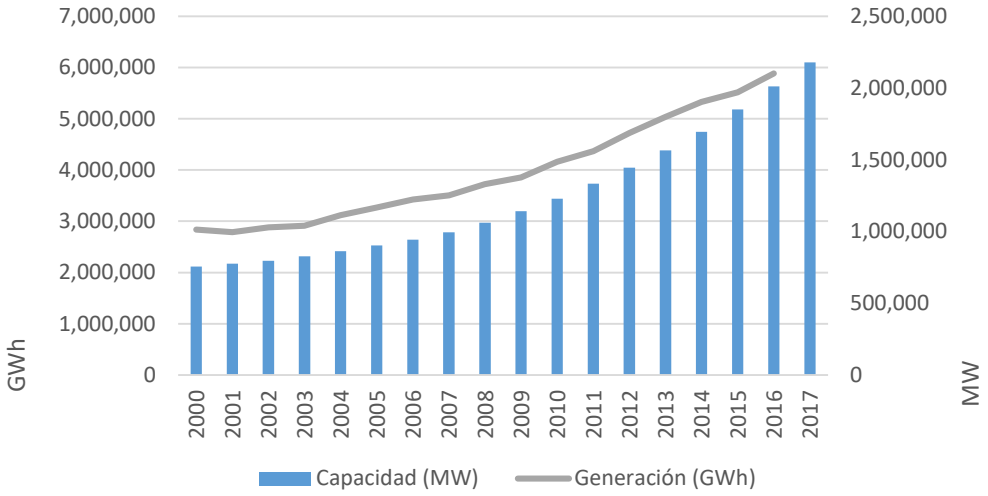
A nivel global, la potencia instalada de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables casi se triplicó durante el periodo 2000-2017, llegando a alcanzar más de dos millones de MW al final del período (Figura 8). En cuanto a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables esta ascendió a más de cinco millones de GWh en 2016 con una tasa de crecimiento anual acumulada del 6,87% desde 2000.

Siendo más fácil que en otros sectores como el transporte o la edificación, descarbonizar completamente el sector eléctrico es un reto mayúsculo y que requiere como condiciones imprescindibles el desarrollo tecnológico y la movilización de importantes cantidades de inversión. La propia intermitencia de la generación eólica y solar, sumado a la dificultad de predicción, obligan a disponer de un sistema de generación de respaldo que en la mayoría de los casos es de componente térmico. Posibilidades tecnológicas como el almacenamiento de electricidad a gran escala o la captura y almacenamiento de carbono (CCS) no se encuentran en estos momentos suficientemente desarrolladas como para ofrecer las soluciones requeridas hoy en día. Otras opciones, como la gestión de la demanda para aportar flexibilidad se encuentran en una etapa incipiente y aun no existen los incentivos suficientes para su generalización. En este contexto, el desarrollo tecnológico se erige como un elemento imprescindible para alcanzar el objetivo de la descarbonización,

[8] Para mayor detalle ver AIE (2008).

en la medida que deberán desarrollarse estas tecnologías o aparecer nuevas que permitan la obtención de cantidades crecientes de energía sin coste medioambiental.

Figura 7. **Evolución mundial de la capacidad instalada (MW) y generación de electricidad (GWh) a partir de fuentes renovables, 2000-2017**



Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA Data & Statistics

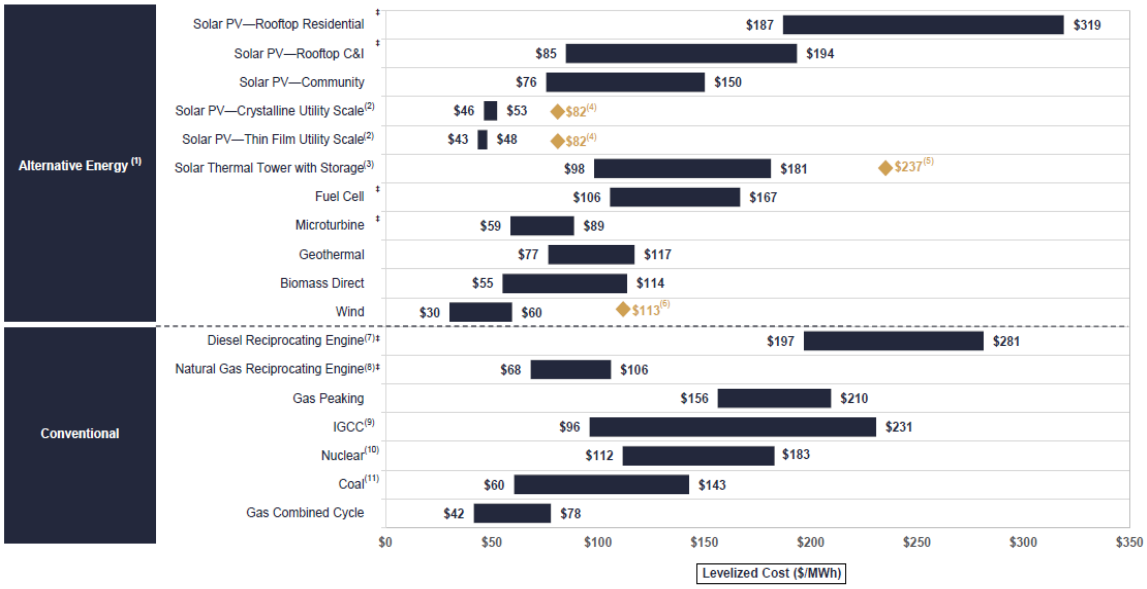
Por último, un aspecto muy importante que debe ser considerado en el proceso de descarbonización del sector eléctrico es la gestión de los activos que caigan en desuso. Este aspecto al que se le ha prestado poca atención va a ser trascendental en el proceso de transición energética. La existencia de activos sin amortizar dificulta que estos sean substituidos por nuevos activos que generen menores o cero emisiones. Sin embargo, esta decisión probablemente vendrá forzada por las acciones de política pública y su dilatación en el tiempo solo provocará mayores costes. La generación de activos en desuso no amortizados en la transición energética que deban ser dados de baja es un coste más a considerar dentro del desarrollo del proceso.

4.2 Disminución de costes

Otro de los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico es la reducción de los costes de generación asociados a las fuentes de generación renovable y su competitividad con las fuentes convencionales, es decir, la paridad de red de las tecnologías de generación de bajas emisiones. La paridad de red se define como la condición que se da cuando una fuente de generación de energía eléctrica es capaz de producir a un coste inferior o igual al precio generalista de compra de la electricidad directamente de la red eléctrica. Este término es empleado principalmente en referencia a fuentes de energía renovable, en concreto la energía solar fotovoltaica y la energía eólica. Otro concepto importante a la hora de hablar de costes de generación es el coste nivelado de la electricidad (LCOE – *Levelized Cost of Energy*). Este hace referencia al valor actual neto del coste unitario de la electricidad a lo largo de la vida de un activo generador. A menudo se toma como una proxy para el precio promedio que el activo generador debe recibir en un mercado para alcanzar el punto de equilibrio durante su vida útil. El LCOE es el coste teórico de generar electricidad, lo que permite comparar el coste en €/MWh o €/kWh con diferentes tecnologías. Este término también es utilizado frecuentemente para aproximar si una tecnología ha alcanzado la paridad de red.

La consultora Lazard realiza anualmente un informe en el que analiza con detalle el LCOE de las principales tecnologías de generación eléctrica (Figura 8). A partir de estos datos es posible ver cómo ciertas tecnologías de generación de energía alternativa son competitivas en costes con las tecnologías de generación convencionales en algunos escenarios; dicha observación no toma en cuenta posibles externalidades sociales y ambientales (por ejemplo, costes sociales de la generación distribuida, consecuencias ambientales de ciertas tecnologías de generación convencionales, etc.), fiabilidad o consideraciones relacionadas con la intermitencia (por ejemplo, costes de transporte y de generación de respaldo asociados con ciertas fuentes de energía alternativas).

Figura 8. **Coste nivelado de energía (LCOE) por tecnologías de generación eléctrica**



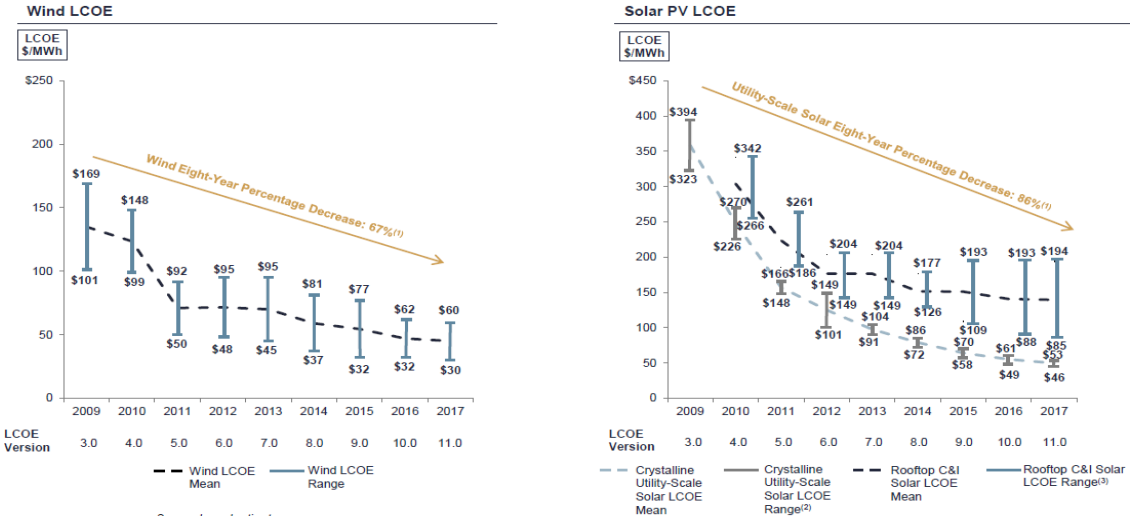
Fuente: Lazard's levelized cost of energy analysis (2017)

Las barras horizontales de la Figura 8 muestran los intervalos de coste nivelado en $/MWh en que se encuentran cada una de las tecnologías. Los diamantes en el caso de tecnología solar fotovoltaica nos indican el coste si le incorporamos una unidad de almacenamiento. En el caso de la solar térmica, el diamante significa lo contrario, sin almacenamiento. Finalmente, para el caso de la energía eólica, el diamante representa el coste de la eólica *offshore*.

La principal conclusión que se extrae es que la tecnología solar fotovoltaica y la eólica a gran escala son actualmente competitivas con cualquier otra fuente de generación convencional. Es la culminación de un proceso por el cual se ha producido un descenso dramático en los costes de estas tecnologías. La explicación se encuentra en la generalización a gran escala de las mismas debido a los sistemas de subsidios implementados en Europa que han permitido desarrollar las curvas de aprendizaje. La Figura 9 permite identificar claramente este proceso en el que las tecnologías han madurado hasta ser competitivas sin necesidad de recibir ayudas, consiguiendo reducciones de entre el 67% y el 86% en costes en los últimos 8 años. En el futuro, se espera una mayor progresión tecnológica consiguiendo

sobre todo una mayor eficiencia, aunque el reto para la generación renovable está en encontrar soluciones a su carácter intermitente, no gestionable y difícilmente predecible a través de distintos mecanismos de flexibilidad.

Figura 9. **Evolución histórica del LCOE para energía eólica y solar**



Fuente: Lazard's levelized cost of energy analysis (2017)

4.3 Descentralización

De la mano del despliegue masivo de las fuentes de generación renovable, en el actual marco de transición energética irrumpe la descentralización, entendida esta como el cambio de paradigma imperante en el sector eléctrico donde plantas de generación a gran escala alejadas de los puntos de consumo nutrían a la demanda vertiendo su energía a las redes de transporte que iba descendiendo por redes de cada vez menor tensión y mayor proximidad al consumidor hasta el punto de suministro. En el nuevo paradigma, el sistema centralizado se complementa con una nueva dimensión descentralizada en la que la generación a pequeña escala, o incluso la autoproducción, se conecta a la red de baja tensión incluso adoptando distintos roles por cada punto de conexión (consumidor o productor alternativamente). Esta nueva realidad supone un cambio fundamental en las

relaciones y usos existentes en el sector eléctrico, una auténtica revolución que pone en evidencia el futuro del actual modelo de negocio.

Las implicaciones del nuevo modelo son múltiples, las más importantes recaen sobre la nueva configuración de las redes donde la energía eléctrica fluye de forma bidireccional y su gestión se complica en la medida que la generación descentralizada y el autoconsumo imponen nuevas necesidades a las empresas distribuidoras, que deberán tener un papel más relevante como operadores de la red de distribución (DSO). Con los cambios que va a provocar el nuevo modelo en la estructura de algunos mercados y servicios que tradicionalmente han sido controlados y gestionados por los operadores de las redes de transporte (TSO), puede que estos pasen a ser aportados por los operadores de las redes de distribución al aparecer una nueva función, la del gestor del sistema a nivel local, derivada de la necesidad de coordinar las decisiones que los clientes van a tomar sobre cuánta energía consumen, producen y almacenan en cada momento. En este sentido, los reguladores se enfrentan al reto de revisar y adaptar aspectos básicos de la regulación y en particular la definición de las tareas que los distribuidores pueden/deben desempeñar en este nuevo entorno, con la dificultad añadida que no se vislumbra un modelo único por la diversidad de puntos de partida que se encuentran en los distintos países.

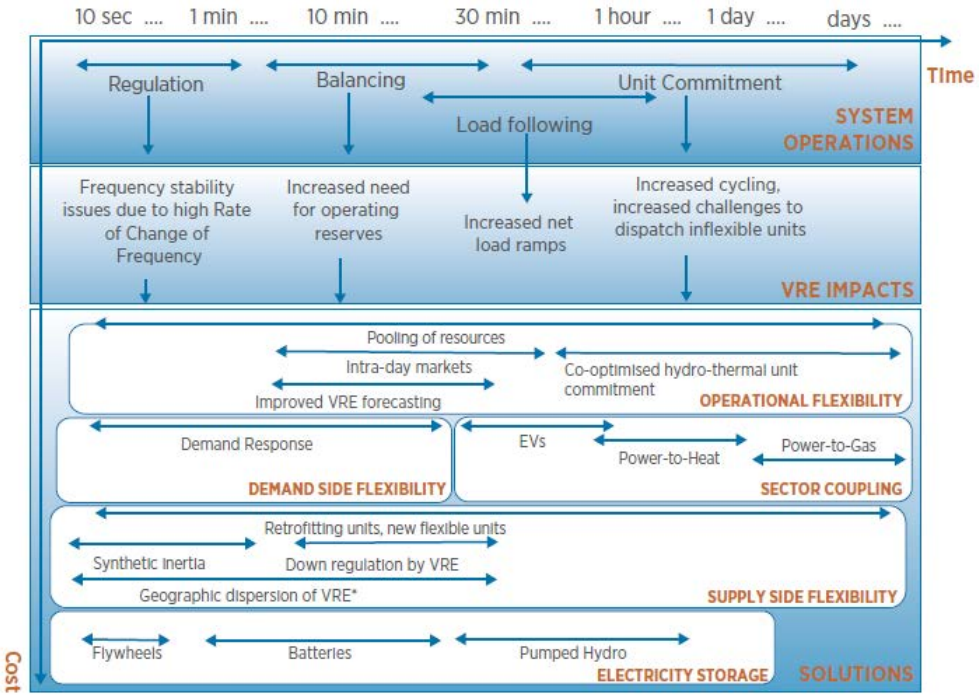
Un segundo desafío que plantea el nuevo modelo descentralizado es la regulación del autoconsumo. Sin una regulación que facilite que el consumidor que produce energía para su propio consumo pueda compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda el aumento de esta modalidad de consumo energético difícilmente puede desarrollarse correctamente. España ha sido un buen ejemplo de esta última problemática, no habiéndose aportado hasta hace muy poco una solución capaz de facilitar el desarrollo del autoconsumo renovable garantizando su contribución económica por el uso de la red eléctrica en que puedan incurrir.

4.4 Flexibilidad

Como acabamos de resaltar en los retos anteriores, la transformación del sector energético liderada por la penetración de energías renovables, tanto a nivel europeo como mundial, como el reciente cambio en el rol del consumidor dentro del sistema eléctrico (instalación de tecnologías de energía solar distribuida, el uso de electrodomésticos inteligentes en los hogares o la carga de vehículos eléctricos en el garaje) y la expansión de la electrificación crea la necesidad de desarrollar un sistema cada vez más flexible para garantizar uno de los principios básicos del sistema eléctrico que consiste en asegurar la continuidad del suministro a los consumidores. En este sentido, la flexibilidad del sistema entendida como la capacidad de adaptación frente a condiciones dinámicas y cambiantes y cuya finalidad es mantener en todo momento un equilibrio entre la electricidad producida y consumida constituye, sin duda, uno de los principales retos de futuro en la gestión del sistema eléctrico.

La transición hacia un sistema energético más flexible exige disponer de centrales que puedan acoplarse y generar electricidad rápidamente ante la fuerte presencia de energías intermitentes, variables y no gestionables. De esta manera, alcanzar una efectiva integración de las energías renovables no será posible sin el desarrollo de un conjunto de medidas adicionales de flexibilidad aplicadas en los distintos segmentos de la cadena de valor (Figura 10).

Figura 10. **Soluciones de flexibilidad en el sistema eléctrico**



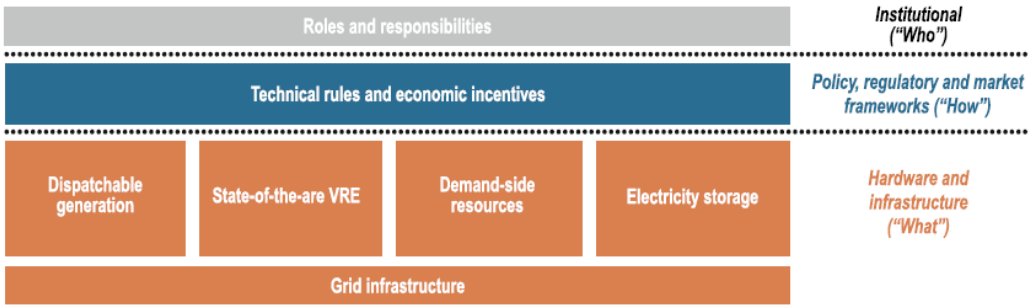
Fuente: International Renewable Energy Agency - IRENA (2018).

El grado de flexibilidad de un sistema eléctrico dependerá no únicamente de la disponibilidad de una infraestructura adecuada y moderna (el “que”), sino también de la correcta coordinación e interacción con una política, marco regulatorio y reglas del mercado (el “como”) y de los roles institucionales que aportan flexibilidad al sistema (el “quién”) (Figura 11).

En gran medida, tal como se verá en mayor detalle cuando se aborde la capacidad del diseño actual de dar respuesta a los restos planteados, la flexibilidad de un sistema eléctrico depende de cómo se haya desarrollado el sistema a lo largo del tiempo en función de los recursos y las políticas implementadas. Asimismo, una planificación temprana de las necesidades de flexibilidad es fundamental para evitar la necesidad de soluciones urgentes y costosas una vez que surjan los problemas de la operación del sistema. La planificación de

la flexibilidad es un proceso complejo de varios pasos que debe tener en cuenta una variedad de factores, entre los que se encuentra la situación actual del sistema (las condiciones del mercado, el estado de la red de transmisión, el parque de generación existente, etc.).

Figura 11: **Dimensiones relevantes para garantizar la flexibilidad del sistema eléctrico**



Fuente: AIE, 2018b

4.5 Almacenamiento de energía

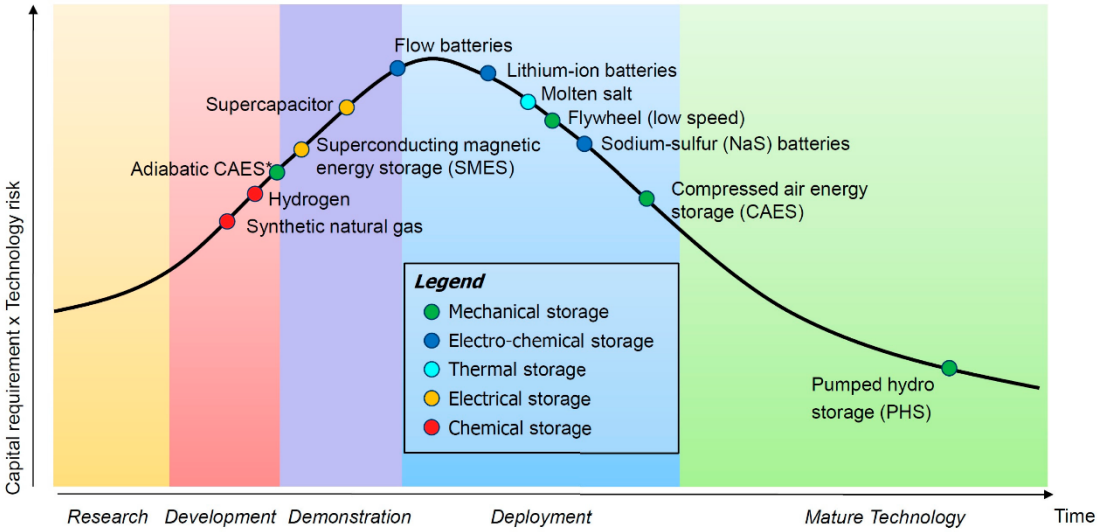
Ante la necesidad de dotar de mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos, se están produciendo significativos avances en determinados campos tecnológicos que se plantean como posibles soluciones, entre ellos, los sistemas de almacenamiento entendidos como herramientas que permiten capturar y conservar la energía en un momento dado y entregarla cuando se necesite. Estos sistemas juegan un rol fundamental como mecanismo habilitador de flexibilidad clave para integrar hasta el 100% de energía renovable en la red.

Las ventajas de los diferentes sistemas de almacenamiento son varias (FUNSEAM, 2018). En primer lugar, representan una potencia firme que permite reducir las necesidades de instalación de potencia térmica de respaldo, al mismo tiempo que permiten utilizar los excedentes de energía previamente almacenados y aprovecharlos en momentos con

suministro insuficiente. Por otro lado, su elevada versatilidad y flexibilidad favorece una máxima integración en el sistema eléctrico de la energía procedente de fuentes intermitentes de difícil predicción, aliviando posibles congestiones de la red y proporcionando una respuesta rápida de frecuencia, voltaje y de almacenamiento estacional.

Actualmente existe una serie de tecnologías de almacenamiento de energía que se encuentran en distintas etapas de desarrollo (Figura 14). Aunque algunas de ellas son tecnologías ya maduras y competitivas, en particular el almacenamiento hidráulico por bombeo, otras tecnologías se encuentran aún en fases iniciales de implementación. Si bien los sistemas hidroeléctricos bombeados aún dominan el almacenamiento de electricidad (con un 96% de la capacidad de almacenamiento instalada a mediados de 2017), los sistemas de baterías para aplicaciones estacionarias han comenzado a crecer rápidamente. El despliegue más amplio y la comercialización de nuevas tecnologías de almacenamiento de baterías han llevado a una rápida reducción de costos, especialmente para las baterías de ión litio, pero también para las baterías de alta temperatura-sulfuro de sodio ("NaS") y las llamadas flow batteries (IRENA, 2017).

Figura 11. **Grado de madurez de las tecnologías de almacenamiento de energía**



Fuente: Jason Moore y Bahman Shabani (2016)

Durante los últimos años han sido diversos los estudios empíricos que se han centrado en comprender las consideraciones económicas del almacenamiento que fundamentan su potencial tanto desde una perspectiva privada como desde una óptica social (FUNSEAM, 2018). Las conclusiones derivadas del análisis demuestran que la clave del problema radica en la escala de las soluciones de almacenamiento y, por consiguiente, en el diseño futuro de los mercados que permita aflorar las rentas de escasez a través de los precios, y generar así las correctas señales de inversión. Ahora bien, ante la necesidad de implementar nuevos mecanismos de almacenamiento que doten de la flexibilidad necesaria el sector energético del futuro, las políticas públicas tienen un doble desafío: desde qué políticas e instrumentos diseñar para incentivar el uso de almacenamiento en distintas escalas de red hasta cómo estimular el desarrollo tecnológico que mejoren los potenciales sociales de almacenamiento energético en el sistema eléctrico del futuro.

4.6 Digitalización

La digitalización es una de las principales tendencias del mundo que está transformando todos los sectores de la economía. El sector eléctrico no es una excepción, al contrario, la digitalización ha llegado con fuerza a este sector con el objetivo de contribuir en la definición del nuevo sistema energético del futuro. Si bien cabe apuntar que este proceso no es nada nuevo en el sector energético. Este sector ha sido pionero en la implantación de las más novedosas tecnologías en las décadas de los setenta y ochenta, tanto para la operación de la red eléctrica, como para la exploración y producción petrolífera, entre otros ejemplos. Sin embargo, el crecimiento de la tecnología digital y del uso de internet, en otras palabras, y sus tecnologías asociadas como el Internet de las cosas, el Big Data, la nube, la integración de sistemas, etc., están afectando de forma significativa al desarrollo actual del sector energético, lo que se está traduciendo en la irrupción de nuevos actores capaces de aportar nuevos servicios y soluciones de mercado (Batalla, Costa y Jové, 2019).

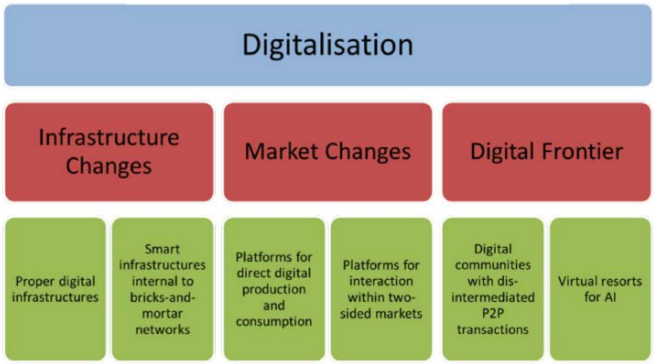
Siendo incierto el futuro que nos deparan los significativos y rápidos avances que se están produciendo de la mano de las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC), es posible agrupar los principales efectos de la digitalización en el sector eléctrico en tres grandes bloques (Glachant y Rosseto, 2018): infraestructura, mercados y la propia frontera digital (Figura 12).

El primer bloque hace referencia a los cambios que se están produciendo en las propias infraestructuras y abarcan desde el despliegue adecuado de infraestructuras digitales interconectadas por internet hasta el desarrollo de infraestructuras inteligentes internas que aporten flexibilidad al sistema (redes, contadores y edificios inteligentes, entre otras). Uno de los retos pasa por una mayor inversión en modernización y digitalización de la red eléctrica capaz de integrar la generación renovable y los recursos distribuidos. De igual modo, la digitalización implica cambios en los mercados (segundo bloque), estos cambios afectarán también a las nuevas plataformas de producción y consumo digital directo y a la interacción de los distintos agentes que conforman la cadena de valor del sector energético.

El modelo de negocio futuro de las empresas eléctricas deberá adaptarse al nuevo cliente eléctrico que cada vez será más digital, conectado y social.

Finalmente, el tercer bloque apunta a la digitalización como proceso transformador cuya frontera tecnológica se encuentra en constante avance. Tecnologías hoy en día emergentes y aún en fase de desarrollo y experimentación, como la cadena de bloques (*blockchain*), pueden ofrecer en un futuro próximo una solución a las comunidades digitales en la realización de transacciones independientes sin la necesidad de los intermediarios tradicionales y reforzar el papel activo de los clientes. Al mismo tiempo, la digitalización está permitiendo aumentar la capacidad de recolección de una cantidad ingente de información con un gran potencial. Esta información puede ser de extrema utilidad para las compañías, pero también para los propios consumidores que les puede permitir tomar decisiones informadas, y para los reguladores, que podrán implementar políticas más efectivas en la consecución de los resultados deseados minimizando los efectos secundarios. Adicionalmente, la revolución tecnológica también está permitiendo la creación de un nuevo modelo de producir y consumir energía. La aparición y el desarrollo de un modelo de autoproducción descentralizado dependen en gran medida de los avances en el campo de la digitalización tanto en los elementos directamente implicados como en todos aquellos dispositivos asociados.

Figura 12. **Determinantes de la digitalización en el sector energético**



Fuente: Glachant y Rosseto, 2018

Uno de los principales beneficios que se espera de la digitalización es la transformación de los mercados eléctricos. Aspectos como la respuesta de la demanda inteligente esconden un potencial de capacidad de provisión de 185 GW de flexibilidad a nivel global. También puede ayudar a integrar la generación variable para una gestión más eficiente de las redes cuando los recursos intermitentes están disponibles. Otros aspectos son la carga inteligente del vehículo eléctrico o facilitar el desarrollo de la generación distribuida. Sin embargo, la digitalización puede hacer que los sistemas de energía sean más vulnerables a los riesgos digitales como la ciberseguridad, al estar mucho más expuestos a ataques informáticos. En cualquier caso, la ciberseguridad y el tratamiento masivo de datos, así como su propio desarrollo, requerirán de un eficiente marco regulatorio por parte de las entidades competentes. Recientemente, desde el Consejo Europeo de Reguladores Energéticos se han presentado una serie de recomendaciones con el propósito de contribuir a reducir la brecha entre la situación actual y la situación óptima de ciberseguridad en el sector energético (CEER, 2018). Estas recomendaciones están orientadas a aumentar la participación de los reguladores europeos de energía, activar la colaboración entre las partes involucradas y proporcionar una mejor orientación sobre los tipos de medidas y actuaciones a seguir. Por ello, se hace necesario identificar los diferentes actores que juegan, o pueden jugar en el futuro, un papel activo en la compleja resolución de los problemas de ciberseguridad para el sistema energético.

4.7 Empoderamiento del consumidor

Aunque se presente como el último de los retos eléctricos con impacto en el funcionamiento de los mercados, no por ello es menos relevante el nuevo papel de los consumidores. Como ya se apuntaba en el caso de la descentralización, el consumidor pasa a ser clave en el nuevo sector energético. Su rol pasa a ser activo, ya no se trata de un simple receptor, ahora el consumidor puede producir, almacenador o participar en mercados ofreciendo la generación neta sobrante o servicios de flexibilidad. Esta nueva realidad es un reto para el sector, pero también una necesidad. Un papel activo de la demanda debe facilitar la integración de un mayor volumen de energía renovable, ofreciendo la flexibilidad que requiere esta tipología de generación intermitente. Por otro lado, al recibir incentivos para responder en momentos de escasez en el sistema también se espera un incremento de la eficiencia en el consumo. Además, la política energética europea quiere que el consumidor ocupe un lugar central en el sistema, con el objetivo de mejorar la competitividad en el caso de las empresas y la toma de decisiones en los hogares.

El primer paso para conseguir la activación del consumidor es dotarlo de información suficiente sobre su consumo de energía y el coste. Para ello el despliegue de los contadores inteligentes resulta vital, así como una clarificación y estandarización de la información que contienen las facturas y las ofertas de prestación del servicio energético. Asociado a este último aspecto, dotar al consumidor de poder de decisión también implica simplificar el cambio de proveedor y eliminar cualquier coste adicional que las compañías quieran cargar.

Sin embargo, el principal reto consistirá en la gestión de la información por parte de los consumidores y un nuevo diseño de los mercados que genere claros incentivos para que los consumidores participen en él. Como hemos visto, la gestión de la información ira muy asociada al desarrollo de la digitalización. No parece suficiente poseer un contador inteligente para que el consumidor tome decisiones de forma más activa sobre su consumo, necesita disponer de la información que el contador genera en tiempo real y también de los

precios de la energía. La facturación horaria y la información de precios en tiempo real en un dispositivo son realidades actualmente. No obstante, el incentivo no parece suficiente para activar al consumidor a gran escala.

El reto que la activación de la demanda plantea es la conexión de los contadores y la información de mercado con los propios dispositivos que consumen la energía, para que estos de forma automática tomen decisiones inteligentes sobre nuestro consumo respondiendo a las preferencias de cada consumidor. Esperándose asimismo la incorporación de figuras como los agregadores de demanda que se aseguran los compromisos de empresas para reducir su consumo eléctrico. Por ejemplo, los supermercados pueden subir la temperatura de los frigoríficos unos grados durante un periodo corto de tiempo sin impacto alguno o las depuradoras pueden apagar las bombas en momentos puntuales. Sin embargo, aún queda lejos que este tipo de servicios se generalice en todos los hogares.

Para que la gestión de la demanda funcione correctamente requerirá del desarrollo de marcos regulatorios y diseño de mercados que facilite la participación directa o a través de nuevos actores como los agregadores de demanda y que, a la vez, genere los incentivos económicos adecuados para generalizar su uso. Las nuevas propuestas normativas también crearán oportunidades para que las empresas nuevas e innovadoras ofrezcan a los consumidores más servicios y de mayor calidad. Con ello se facilitará la innovación y la digitalización, y se ayudará a las empresas europeas a lograr la eficiencia energética y el uso de tecnologías hipocarbónicas.

5. Capacidad del diseño actual del mercado eléctrico para dar respuesta a los retos planteados

El mercado de la energía en la Unión Europea debe prepararse para un proceso de transformación sin precedentes, si tenemos en consideración los retos presentados en el

apartado anterior, siendo necesario que el sector eléctrico avance hacia un sector basado en las energías renovables y completamente libre de su dependencia de los combustibles fósiles. Este objetivo, en un contexto de creciente electrificación, conlleva un proceso de revisión del papel a desempeñar por los mercados eléctricos y los diferentes mecanismos de remuneración a la producción de la energía eléctrica y su impacto en la formación de los precios finales de la electricidad.

A lo largo de los últimos veinte años, los procesos de liberalización y reestructuración del sector eléctrico en la mayoría de países europeos, donde España no ha sido una excepción, han transformado el sector eléctrico en su conjunto cumpliendo con el objetivo de facilitar la competencia entre los actores en la provisión de servicios energéticos permitiéndonos avanzar hacia un efectivo mercado interior de la energía (Nieto, 2012).

La piedra angular de este proceso de liberalización ha sido el mercado eléctrico como mecanismo de asignación de recursos económicos. Mercados que, si bien en términos generales han funcionado correctamente, están siendo objeto de críticas, donde se cuestiona su capacidad de ofrecer las oportunas señales a la inversión en un contexto de una creciente participación de tecnologías de costes fijos – renovables en particular –. Asimismo, se cuestiona su capacidad de dar respuesta a los nuevos retos no existentes en el momento en que los actuales mercados eléctricos fueron diseñados.

El propio proceso de descarbonización de la matriz de generación eléctrica introduce importantes cambios en el funcionamiento y operación del mercado eléctrico. En los últimos años hemos asistido a un aumento de la capacidad de generación renovable que se espera que continúe en los próximos años, llegando a alcanzar a nivel europeo el 50% de la generación eléctrica en 2030 y más del 65% en 2050 a nivel europeo.

Con unos costes variables de estas tecnologías renovables prácticamente nulos, esta situación ha dado lugar a una caída del precio del mercado diario (spot), una mayor volatilidad y un cambio en la composición de las tecnologías casadas al quedar las convencionales desplazadas. El debate se centra en cómo debe diseñarse el mercado

eléctrico ante este nuevo escenario para que el precio garantice las señales adecuadas a la inversión a largo plazo y no se pongan en riesgo la garantía de suministro y el propio objetivo de aumento de la energía renovable.

El creciente volumen de renovables en el *mix* de generación eléctrica a nivel mundial, promocionado económicamente por diversas vías (objetivos vinculantes, FiTs, subsidios, incentivos fiscales), plantea cambios en el funcionamiento actual de los mercados eléctricos liberalizados (Sioshansi, 2017). El problema reside precisamente en que el diseño del mercado desarrollado en las pasadas décadas de los 80s y 90s basado en el coste marginal que aseguraba el menor coste de generación, no es el adecuado en un momento en que el volumen de generación renovable no cesa de aumentar con un coste marginal cercano a cero.

Los efectos concretos a este cambio giran en torno a tres factores principales:

- La reducción del precio medio del mercado mayorista causado por el funcionamiento del mercado marginalista en su diseño original.

- La reducción del número de horas en que operan las plantas de generación termal que ofrecen respaldo debido a la incorporación de plantas de generación renovable, que pueden ofertar a precio más bajo, ya sea por su menor coste marginal de generación o porque reciben incentivos.

- La reducción del pico de demanda gracias a las tecnologías renovables (solar y eólica), creando, en último lugar, una mayor disminución del precio y las horas en que operan las tecnologías de generación convencional.

Unos precios menores en los mercados mayoristas en un gran número de horas pueden acabar reduciendo los ingresos de los productores convencionales, incluso por debajo de los necesarios para garantizar la capacidad para responder a la demanda cuando la energía eólica o solar no se encuentra disponible. Por tanto, el propio diseño del mercado es el que determina estos efectos al seleccionar la generación con menor coste en el corto plazo,

afectando a la viabilidad y la recuperación de la inversión de todas las tecnologías, incluidas las renovables. El problema se acentúa cuanta más generación renovable intermitente se espera en el *mix* de generación.

Delante de esta problemática, el mercado ya no sería capaz de mandar las señales de inversión necesarias para mantener ni la seguridad de suministro ni el alcance de los objetivos fijados para lograr una economía baja en emisiones. Aunque en la literatura sobre energía y regulación existe un consenso en la necesidad de modificar el diseño actual del mercado eléctrico (Costa-Campi et al., 2018), aun no existe un acuerdo generalizado sobre qué opción puede ser más idónea para hacer frente a estos problemas.

Actualmente, centran el debate regulatorio distintas propuestas, entre ellas destacan la eliminación de los mecanismos de apoyo a las renovables que distorsionan el mercado y mantener el apoyo únicamente a aquellas tecnologías emergentes (soluciones más simples de las que ya se pueden encontrar ejemplos hoy en día, sin embargo, no resuelven el problema de fondo sobre los precios que padece el mercado diario). Otra opción debatida en la literatura consiste en apostar por un sistema centralizado, es decir, un modelo cercano a la planificación, donde el volumen de energía con el que cada tecnología contribuiría al *mix* de generación sería determinado por la misma autoridad con el objetivo de que se cumplan los objetivos medioambientales a un coste mínimo. Por último, una propuesta integradora que puede aportar soluciones al problema en el mercado diario pasa por considerar la creación de distintos mercados según la necesidad de servicios. Los diferentes tipos de transacción, vinculados a energía, flexibilidad o firmeza, serian gestionados a través de múltiples mecanismos de mercado, organizados dependiendo de la naturaleza de la transacción o servicio del que se trate (Genoese y Egenhofer, 2015).

En este proceso de redefinición del diseño del mercado eléctrico, un tema no menos controvertido es el de los pagos por capacidad. España, así como otros mercados eléctricos a nivel internacional, a lo largo de los últimos años ha ido introduciendo mecanismos regulatorios de pagos por capacidad, con el objetivo de garantizar ingresos suficientes que incentiven tanto la entrada de nueva generación como la recuperación de los costes

operativos de aquellas unidades de generación que siendo necesarias para la operación segura del sistema han visto como su número de horas de funcionamiento se ha visto reducido como consecuencia de la disminución del hueco térmico. No obstante, y es probablemente aquí donde se explica el enorme cuestionamiento que se realiza desde la Comisión Europea en relación a este tipo de mecanismos retributivos, en algunas ocasiones el diseño regulatorio de estos pagos por capacidad ha adolecido de ciertos principios que garanticen la fiabilidad del sistema, siendo incapaces de evitar cierta sobreinversión con respecto a un margen de reserva o de cobertura eficiente.

Sin cuestionarse el papel de los mercados eléctricos dado que constituyen la forma más eficiente de movilizar la inversión necesaria, es posible que sea necesario incorporar productos adicionales necesarios para garantizar la seguridad del suministro y asegurar una transición fluida desde los activos que la garantizan actualmente (de forma destacada centrales térmicas) a los que la garantizarán en el futuro a partir de fuentes renovables. Frente a un diseño como el actual donde los mercados eléctricos incluyen mercados horarios de energía, los mercados de derechos de emisión y los mercados de flexibilidad gestionados por el Operador del Sistema, cabe plantearse la necesidad de incorporar como producto adicional la firmeza negociada en mercados de capacidad. Todo ello sin obviar que este mercado no es ni debe ser un procedimiento para canalizar subvenciones o ayudas públicas, sino la forma en que estas instalaciones presentes y futuras son remuneradas por un servicio.

Todo ello en un contexto donde la naturaleza intermitente de la mayor parte de la nueva generación de origen renovable, caracterizada por su variabilidad y no total capacidad de predicción, pone de manifiesto los retos asociados a una mayor flexibilidad de los sistemas eléctricos en la medida que será necesario disponer de centrales que puedan acoplarse y generar electricidad rápidamente ante súbitas caídas de la producción de origen renovable de carácter variable. Esta flexibilidad se traduce en diferentes necesidades en función del horizonte temporal contemplado.

La provisión de estos servicios de flexibilidad exige de la implementación de una estrategia adecuada para los diferentes horizontes temporales que no pasa simplemente por la inversión en nueva generación. En el corto plazo, es necesario proceder a una reestructuración de los mercados para remunerar la flexibilidad de forma que sean capaces de aportar las oportunas señales económicas. En este sentido, la cobertura de las necesidades de flexibilidad debe ser remunerada proporcionando una compensación justa. Si bien es cierto que los esquemas de remuneración dependen del contexto del mercado en que nos encontremos – más o menos liberalizado -, tanto las reglas de mercado como los contratos bilaterales o las propias estructuras tarifarias deben ofrecer las oportunas señales económicas para la provisión de dichos servicios por parte de los actores privados y donde la demanda ocupe un papel destacado.

Siendo del todo necesarios los incentivos económicos, una operación más flexible de las actuales plantas de generación no requiere necesariamente de significativas inversiones adicionales. Los cambios en ciertos procedimientos de operación de la planta, a menudo posibilitados por una mejor recolección de datos y monitoreo en tiempo real, se pueden usar para desbloquear la flexibilidad latente en las plantas existentes. Procedimientos que deben permitir sin un coste económico elevado curvas de arranque más rápidas y aumentos de la producción de manera más dinámica sin comprometer la fiabilidad de la unidad de generación. Asimismo, es posible modernizar y adecuar la flexibilidad de las plantas existentes. Dependiendo de la tecnología de la planta, se encuentra disponible una gama de opciones de actualización para mejorar diversos parámetros de flexibilidad de las centrales eléctricas (por ejemplo, tasas de aceleración, tiempos de puesta en marcha, niveles mínimos de generación económica o técnica).

Una estrategia de actuación con diferentes ejes de actuación donde se tome en consideración las necesidades actuales y futuras de flexibilidad, con el objetivo de ayudar a generar un impulso económico, regulatorio y técnico en la transición hacia sistemas eléctricos más flexibles y modernos al menor coste posible. Un proceso donde se pongan en marcha nuevos mercados de flexibilidad donde se cubran las necesidades específicas de

cada sistema eléctrico, sin olvidar aquellas otras intervenciones regulatorias e incentivos económicos que no sean intensivos en capital para fomentar una operación más flexible de la central eléctrica de las actuales unidades de generación. Este último ámbito sin duda en líneas con las directrices comunitarias encaminadas a la armonización de los procedimientos y reglas de operación - códigos de red, estándares y procedimientos de operación del sistema, reglas de balance… - a partir de la coordinación supranacional en la gestión de dichos servicios de balance.

6. Conclusiones

A nivel global, se está produciendo un proceso de transformación del sistema energético, con especial afección al sistema eléctrico, impulsando este proceso de cambio tres factores principales. En primer lugar, la participación creciente de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de naturaleza variable tales como la energía eólica y la solar fotovoltaica. En segundo lugar, el despliegue de recursos de energía descentralizados. Y tercero, la difusión de la digitalización, que está llegando a todos los segmentos de la cadena de valor desde la generación hasta los clientes, generando nuevas oportunidades de negocio y de optimización de los costes operativos.

Las energías renovables ocupan un papel protagonista en la configuración de los distintos modelos energéticos tanto a nivel europeo como mundial. Esta creciente participación de las energías renovables en el mix de generación eléctrico, fomentada por las innumerables ventajas que conlleva, no está exenta de retos de diferente naturaleza en lo que respecta a la operación y gestión del sistema eléctrico. A lo largo del presente capítulo se han detallado los principales desafíos del sector con incidencia en el funcionamiento de los mercados y en la consecución de los objetivos para los que fueron diseñados.

El sector energético requiere de tecnologías nuevas y más limpias, de las que ya están disponibles se necesita que sean más baratas y competitivas en los mercados, así como de

un sistema inteligente y sostenible que permita crear nuevos modelos de negocio innovadores. Muchas tecnologías de generación renovable en el sector energético ya son económicamente viables y la innovación junto con las economías de escala permitirá que sus costes continúen reduciéndose. El siguiente paso radica en garantizar la correcta operación de los sistemas eléctricos. Para todo sistema eléctrico, un principio básico de funcionamiento es la garantía de suministro, entendida ésta como la capacidad de asegurar la continuidad del suministro a los consumidores. Sin duda una cuestión de gran relevancia, más si se tiene en cuenta que en todo momento la producción eléctrica debe igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea y la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. La garantía y fiabilidad del suministro constituye un elemento clave para el correcto funcionamiento de una sociedad cada vez más electrificada.

Todo ello en un contexto donde esta elevada penetración de las renovables requiere de opciones de mercado que aporten flexibilidad, sin olvidar el fortalecimiento de la red, la gestión por el lado de la demanda, el almacenamiento de energía y el acoplamiento de los sectores (mayor electrificación en el sector del transporte en los sistemas de calefacción y refrigeración) con los objetivos de descarbonización.

Las opciones de mercado en los respectivos sistemas eléctricos plantean diferentes retos en función del horizonte temporal que se tome en consideración. En el corto plazo, la garantía de suministro implica disponer de capacidad de producción suficiente y procedimientos de operación para garantizar una operación segura del sistema eléctrico — seguridad –. En el medio plazo, implica gestionar la capacidad de producción instalada orientada a garantizar un margen de reserva adecuado — firmeza –, mientras que en el largo plazo implica asegurar la existencia de suficiente capacidad instalada con el fin de responder a la demanda prevista en los próximos años — suficiencia –. Retos todos ellos de gran relevancia, pero con distintas problemáticas, que exigen mecanismos diferenciados de respuesta a nivel técnico y regulatorio.

Estos cambios están impulsando un cambio estructural con especial incidencia en la planificación y en la operación y gestión del sistema eléctrico. Todo ello con implicaciones

sistémicas a la hora de garantizar la seguridad de suministro, requiriendo de una respuesta coordinada y proactiva por parte de los responsables de la formulación de políticas y las partes interesadas pertinentes en el sector energético que ponga en el centro del debate el papel a desempeñar por los mercados eléctricos.

Referencias

Agencia Internacional de la Energía (2008). Deploying renewables. Principles for effective policies. IEA/OECD. Paris.

Agencia Internacional de la Energía (2017). World Energy Outlook 2017. IEA/OECD. Paris.

Agencia Internacional de la Energía (2017). Together Secure Sustainable Digitalization & Energy. IEA/OECD. Paris.

Agencia Internacional de la Energía (2018). World Energy Outlook 2018. IEA/OECD. Paris.

Agencia Internacional de la Energía (2018b). Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility. IEA/OECD. Paris.

Batalla, J. Costa, M.T. y Jové, E. (2019). Transformación digital del sector eléctrico. Thomson-Reuters-Civitas. Madrid.

Consejo Europeo de Reguladores Energéticos *(2018). Cybersecurity Report on Europe's Electricity and Gas Sectors*. CEER. Bruselas.

Consejo Europeo de Reguladores Energéticos (CEER) (2018). Cybersecurity Report on Europe's Electricity and Gas Sectors. Bruselas.

Comisión Europea (2015). Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía. Bruselas 15.07.2015 COM(2015) 340 final.

Comisión Europea (2018). 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. Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutral. Bruselas 28.11.2018 COM(2018) 773 final.

Comisión Europea (2016). 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. Energía limpia para todos los europeos. Bruselas, 30.11.2016 COM(2016) 860 final.

Costa-Campi, M. T., Jamasb, T., & Trujillo-Baute, E. (2018). Economic analysis of recent energy challenges: Technologies, markets, and policies, Energy Policy, 118, 584-587

Directiva 2016/1148 del Parlamento Europeo y del Consejo de 6 de julio de 2016, relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de seguridad de las redes y sistemas de información en la Unión.

Directiva 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2018 por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Directiva 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

ETIP SNET (2018). Digitalization of the electricity system and customer participation.

Eurelectric (2018). Electrification of European Energy Demand. 2018. Bruselas.

FUNSEAM (2018). Futuro descarbonizado: consideraciones económicas del almacenamiento. Informe de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental. Documento de Funseam 03-2018.

Glachant, J.M., Rosseto, N. (2018). The Digital World Knocks at Electricity's Door: Six Building Blocks to Understand Why. Florence School of Regulation (FSR). Issue 2018/16

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. IRENA.

Jason Moore y Bahman Shabani (2016). A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies. Energies, 9 (9): 674

Lazard (2017). Levelized cost of energy analysis.

Nieto, A. (2012). El papel de la gestión de la demanda en la eficiencia del mercado mayorista de electricidad. Papeles de Economía Española, 134, 222-230.